

GEPEA/EPUSP

GRUPO DE ENERGIA DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIA E AUTOMAÇÃO
ELÉTRICAS DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO



PROJETO DE GRADUAÇÃO

Projeto e dimensionamento de uma instalação PV dentro de uma micro-rede multi-fontes conectada à rede de distribuição.

Graduando: Ignacio Alegre Ribas

Orientador:

André Luiz Veiga Gimenes

Miguel Edgar Morales Udaeta

São Paulo, dezembro de 2018

Índice

1. INTRODUÇÃO	5
2. OBJETIVO (GERAL E ESPECÍFICOS)	6
3. CASO DE ESTUDO	7
3.1. CARACTERIZAÇÃO	7
3.2. SISTEMA MULTI-FONTES	10
4. DIAGRAMAS DE FLUXO DE ENERGIA	11
4.1. USO CONVENCIONAL	11
4.2. DINÂMICA PEAK SHAVING	13
5. TOPOLOGIAS	16
5.1. TOPOLOGIA 1	16
5.2. TOPOLOGIA 2	17
6. TECNOLOGIAS CONSIDERADAS	18
6.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	18
6.2. INVERSORES	20
6.3. CONVERSORES DC	23
6.4. CONTROLADORES DE CARGA	24
6.5. TRANSFORMADORES	24
6.6. GERADOR DIESEL	24
7. PROGRAMA	26
7.1. CARACTERÍSTICAS	26
7.2. RESULTADOS	29
8. PROJETO DA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA PARA O CASO DE ESTUDO	32
8.1. LOCALIZAÇÃO E ACESSO	32
8.2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	32
8.3. TECNOLOGIA ESCOLHIDA	35
8.4. PLANTAS DA INSTALAÇÃO	36
8.5. ESTUDO ECONÔMICO DA INSTALAÇÃO	36

8.5.1. ORÇAMENTO	37
8.5.2. ANÁLISE DO INVESTIMENTO	38
9. CONCLUSÕES.....	40
10. BIBLIOGRAFIA	42
ANEXO	43
I. TABELA DE RESULTADOS DO PROGRAMA.....	43
II. ANÁLISE DO INVESTIMENTO ANO A ANO	44
III. RELATÓRIO PVSYST	45
IV. PLANTAS	50
IV.I. LOCAL	50
IV.II. LOCAL+ MÓDULOS	51
IV.III. ÁREA DE COLETORES.....	52
IV.IV. ÁREA DE COLETORES DO RESTAURANTE	53
IV.V. ÁREA DE COLETORES DO POSTO.....	54
IV.VI. ESQUEMA DA CONFIGURAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	55
V. EXCEL DO PROGRAMA.....	56

RESUMO

Este projeto de pesquisa estuda um sistema energético multi-fontes para um consumidor comercial de média tensão (MT). O consumidor objeto deste estudo dispõe já de um gerador diesel que abastece a energia elétrica durante o horário da ponta. A rede é também uma fonte de energia, mas não é sempre confiável e tem muitas faltas de energia por períodos curtos de tempo assim como as vezes não consegue suprir toda a demanda nas horas da ponta. As outras fontes a serem consideradas são um sistema de armazenamento de baterias químicas de potência já definidas e um sistema de geração fotovoltaica que será dimensionado no projeto.

As etapas de trabalho são duas bem diferenciadas. Primeiramente se desenvolveu uma ferramenta em VBA no Excel. O objetivo foi, após a introdução dos dados relativos ao caso de estudo, definir e otimizar os diversos cenários onde o consumidor obtém sua energia das diversas fontes de que ele dispõe tendo em conta as regulações do mercado elétrico e os custos associados a cada uma das fontes de energia. Este programa, além de calcular a eficiência de cada uma das configurações de topologia e fluxo de cargas, calcula também o preço total de geração e a média diária para poder fazer a escolha na hora de projetar a instalação.

A outra etapa deste projeto foi o dimensionamento de uma instalação fotovoltaica que será uma fonte a mais deste conjunto multi-fontes conectado à rede. Para o dimensionamento foi usada a ferramenta comercial PVsyst junto com os dados extraídos dos cálculos com a ferramenta desenvolvida.

1. Introdução

O presente trabalho de formatura está baseado em um projeto de P&D em desenvolvimento. Neste projeto base será estudada uma micro-rede on-grid de multi-fontes para um cliente comercial de média tensão (MT).

Esta micro-rede terá um sistema de armazenamento de 516 kWh on-grid conjugado com gerador diesel e uma fazenda solar FV na potência de 100 kW. O sistema deverá contemplar o monitoramento em tempo real das grandezas elétricas/energéticas em corrente contínua e alternada, preferencialmente amostradas em segundos e integralizadas em minutos.

Na primeira parte do trabalho de formatura foi feito o estudo do estado da arte de tecnologias de PV comerciais existentes e das topologias de conexão para aplicações semelhantes à do projeto buscando-se identificar as tendências mundiais. A segunda parte apresenta duas linhas de trabalho, por um lado uma ferramenta desenvolvida para facilitar a escolha da topologia em que o sistema será projetado. De outro lado uma proposta de projeto de usina fotovoltaica de 100 kW com sistema de armazenamento capaz de suprir a demanda energética do período da ponta.

2. Objetivo (geral e específicos)

O projeto base tem como objetivo geral avaliar técnica e economicamente, mediante implantação de uma unidade piloto, o armazenamento de energia em um sistema multi-fontes conectado à um consumidor MT do setor comercial.

Para tanto o projeto base considera as metas (as quais são de referência para o presente projeto) tais como:

- Avaliar o despacho ótimo entre armazenamento, gerador Diesel e, se for o caso, Geração Solar FV, em termos técnicos e de redução de custos operacionais e aumento de confiabilidade;
- Simular unidade de provas de pequena escala para ponderação econômica;
- Implantar Sistema piloto de médio porte, em escala real, de armazenamento para suprimento da ponta de cliente MT comercial da área de concessão da CPFL;
- Estudar modelo de negócio para sistemas desta natureza;
- Levar Benchmarking internacional em termos de negócios e tecnologias
- Observar as topologias existentes de armazenamento segundo os locais de aplicação e fontes de energia utilizadas;
- Avaliar aspectos regulatórios frente à operação/comercialização destes sistemas;

Dentro deste projeto outros objetivos mais concretos do que serão o foco do trabalho. A saber:

- Conhecer as diferentes tecnologias de energia fotovoltaica comerciais e escolher a mais apropriada para a presente aplicação;
- Compreender em detalhe as diversas topologias de conexão de sistemas fotovoltaicos a micro-redes a fim de escolher também a mais apropriada;
- Analisar tecnicamente a combinação multi-fontes dentro duma micro-rede eléctrica
- Realizar o dimensionamento do sistema de painéis PV;
- Familiarizar-se com o uso de software relacionados à modelagem e dimensionamento de fazendas PV como PVsyst e programas de otimização;

3. Caso de estudo

3.1. Caracterização

O projeto foi realizado em um posto de gasolina com restaurante localizado em Campinas. A concessionária distribuidora da região é a CPFL Piratininga. Na Tabela 1 se acham os preços da tarifa para o cliente abastecido em média tensão (MT). A demanda se refere ao valor pago para contratar o fio, TE é a tarifa sobre o montante de energia elétrica consumido e TUSD é a tarifa sobre o uso do fio da distribuidora. A demanda contratada desse cliente é de 160kW.

	Demanda (R\$/kW)	TE Fora Ponta (R\$/kWh)	TE Ponta (R\$/kWh)	TUSD Fora Ponta (R\$/kWh)	TUSD Ponta (R\$/kWh)
Tarifa com imposto (R\$)	12,91244	0,35185841	0,544332	0,0470064	0,69678566
Tarifa sem imposto (R\$)	9,899966	0,269769843	0,417339	0,0360398	0,534225566

Tabela 1 Tarifas elétricas, o Horário de ponta para a concessionária distribuidora CPFL PIRATININGA ocorre de segunda-feira à sexta feira, das 18:00 às 20:59, quando há horário de verão passa a ser das 19:00 às 21:59. Fonte: <http://www2.aneel.gov.br/c>

O contrato é com dois períodos de consumo, ponta e fora-ponta. O horário de ponta ocorre de segunda-feira à sexta feira, das 18:00 às 20:59, quando há horário de verão passa a ser das 19:00 às 21:59. Em finais de semana e feriados a tarifa de ponta não se aplica. A Tabela 2 mostra o perfil de consumo de maio/2017 a abril/2018. O consumo no período de ponta é praticamente desprezível na maior parte dos meses e é atribuído às perdas do transformador de MT a BT. Os meses onde o consumo no período de ponta é mais elevado correspondem a períodos onde o gerador diesel esteve em manutenção ou em paradas não programadas.

	mai-17	jun-17	jul-17	ago-17	set-17	out-17
Consumo Ponta (kWh)	55	50	50	52	1047	727
Consumo F.Ponta (kWh)	49469	50093	44498	45628	57527	50965
Demanda máxima (kW)	132	117	120	115	139	142
	nov-17	dez-17	jan-18	fev-18	mar-18	abr-18
Consumo Ponta (kWh)	1097	371	150	49	49	48
Consumo F.Ponta (kWh)	48289	57014	51625	52518	56305	49509
Demanda máxima (kW)	143	152	151	140	147	139

Tabela 2 Dados de consumo do Posto de Gasolina. Fonte: CPFL

Na Figura 1 mostram-se a média dos perfis de carga do consumidor no final de semana e nos dias úteis do mês de janeiro de 2018. Observe-se que os perfis são muito similares nos dois casos, final de semana e dias úteis, excetuando no horário 18:00-21:00. Esse período corresponde ao horário de ponta da distribuidora e o posto automaticamente desliga a rede e ativa um gerador diesel para fornecer a energia a um custo menor que o preço de ponta. Um dos objetivos deste projeto foi a substituição deste gerador por um grupo de baterias.

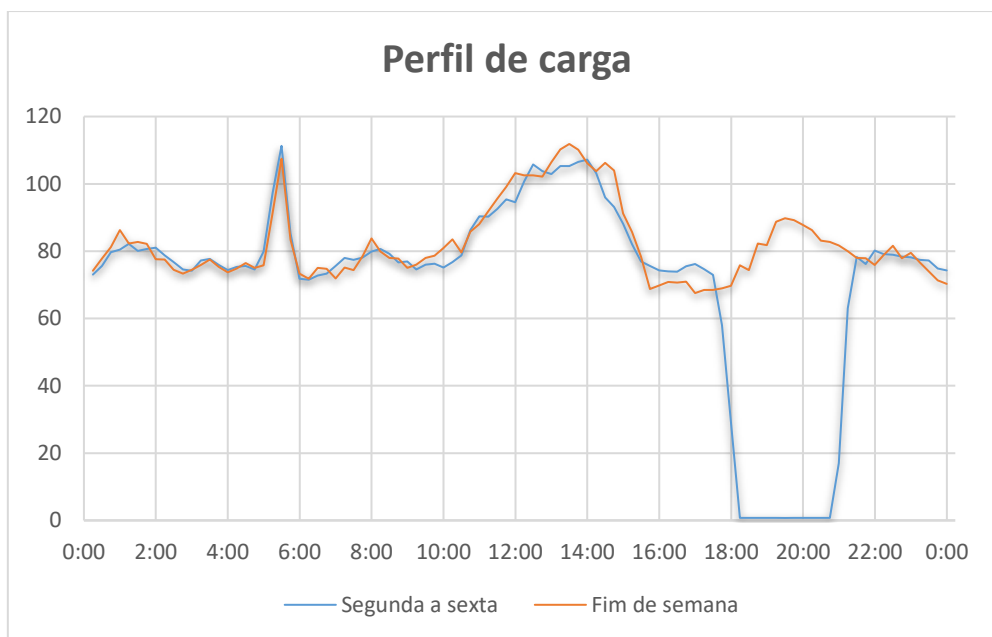


Figura 1 Perfil de carga do Posto de Gasolina no mês de janeiro. Fonte: CPFL

A irradiação solar na área do posto de gasolina tem uma média anual diária de $4,64 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{dia})$. Está distribuída ao longo do ano como se mostra na Figura 2 sendo junho o mês com menor irradiação com uma média de $3,58 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{dia})$ e dezembro o mês com maior irradiação com uma média de $5,45 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{dia})$. Estes valores são apropriados para uma instalação fotovoltaica que habitualmente procura ter irradiações da ordem de $4 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{dia})$.

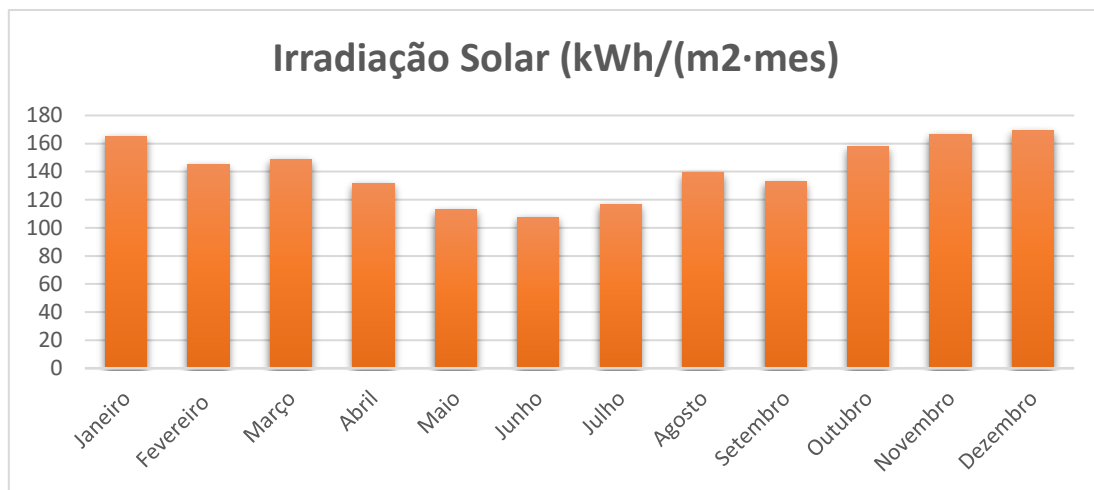


Figura 2 Irradiação solar mensal. Fonte: dados da NASA extraídos do HOMER

As curvas de irradiação solar média por mês, hora a hora, se acham na Figura 3. Observa-se que têm produção solar, de 6h a 18h e com o máximo perto do meio dia. A produção de energia por meio da fotovoltaica portanto não será em nenhum caso durante o período da ponta e portanto será necessário algum tipo de mecanismo para poder usar essa energia produzida nesse momento.

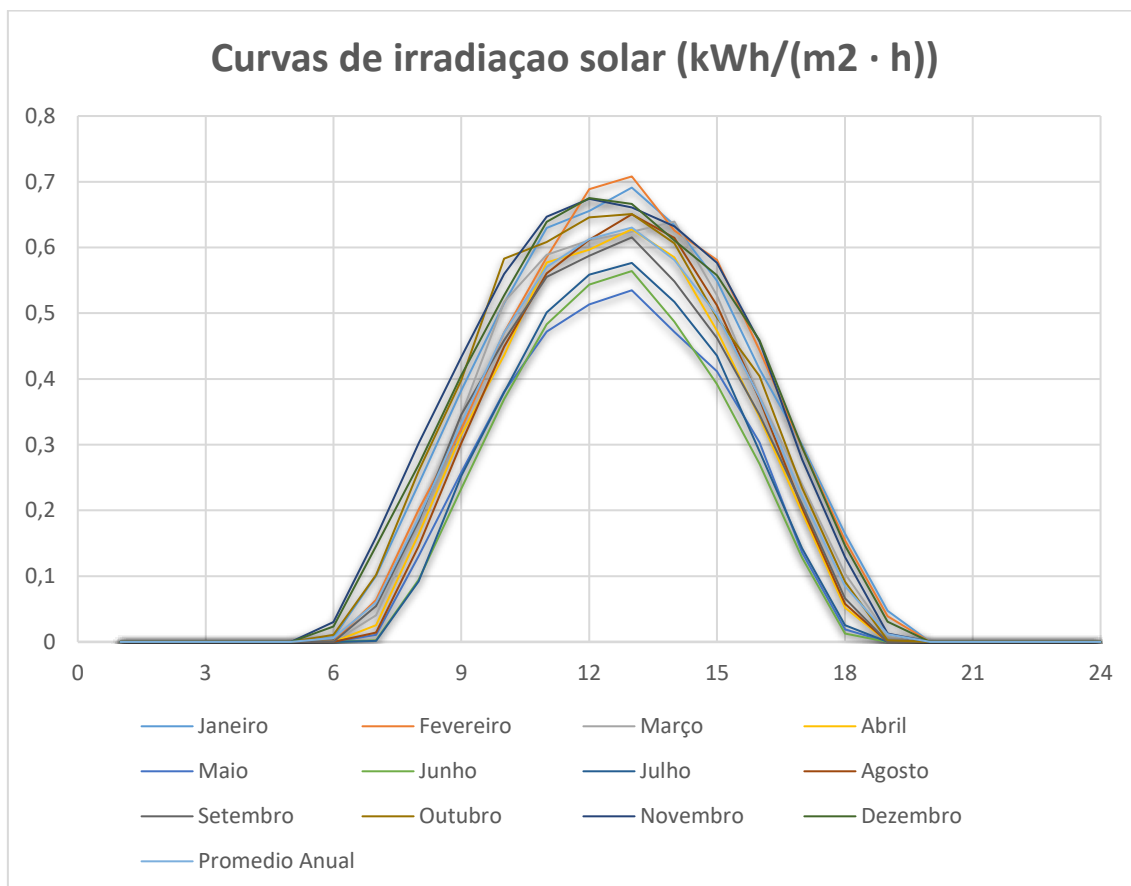


Figura 3 Curvas de irradiação solar média mensal. Fonte: dados da NASA extraídos do HOMER

3.2. Sistema multi-fontes

O sistema estudado teve diferentes funcionamentos dependendo do momento do dia. Como já foi explicado anteriormente neste trabalho, o sistema consta de um conjunto multi-fontes e um conjunto de cargas a serem abastecidas energeticamente. Assim, dependendo do momento do dia a energia será produzida nos módulos fotovoltaicos, ou no gerador, ou será fornecida pela rede, ou pelas baterias. As cargas elétricas que têm que ser abastecidas podem variar também no transcurso do dia sendo estas o consumo do restaurante, o consumo das bombas de gasolina, dos veículos elétricos que estejam recargando as baterias e as mesmas baterias da instalação. Na Figura 4 se ilustra o conjunto de fontes e cargas.

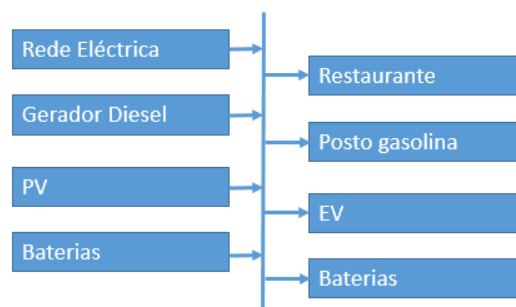


Figura 4 Diagrama das fontes e dos consumos. Fonte: própria

4. Diagramas de fluxo de energia

O uso das diferentes fontes do sistema pode ser diferente dependendo de muitos fatores. Assim, para um mesmo sistema com uma topologia concreta os fluxos de energia podem variar grandemente e isso resultar em performances muito diferentes. Em seguida se apresentam duas alternativas de uso, uma mais convencional e que será a implementada no caso de estudo e outra não tão comum chamada de peak shaving.

4.1. Uso convencional

O que se descreve como dinâmica convencional de funcionamento é o uso da rede como base para suprir a demanda. Os módulos fotovoltaicos são usados para carregar as baterias e a energia armazenada nestas é para suprir a demanda durante a ponta. Nas Figura 5, Figura 6 e Figura 7 se mostram os fluxos de energia do sistema em cada uma das configurações horárias de funcionamento. As configurações serão executadas dependendo do momento do dia e do estado das diferentes fontes e cargas. A modo explicativo, nos diagramas as flechas de cor verde são aquelas que indicam o funcionamento regular. Caso em que o funcionamento não seja o esperado a primeira alternativa é o caminho laranja. Caso o segundo caminho não esteja funcionando a última possibilidade é o caminho indicado pelas flechas vermelhas. Se nenhum dos 3 está funcionando o sistema não é capaz de alimentar as cargas e se produz uma queda de tensão. Assim na Figura 5 se mostra o fluxo de energia do período de produção fotovoltaica que vai das 5 AM às 18 PM e ocorre fora do período da ponta. A energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é usada para carregar as baterias e o excedente é usado para suprir a demanda das outras cargas. Se faltar energia esta é fornecida pela rede. No caso em que não há produção com os módulos, as baterias são carregadas com a energia da rede. Se a rede não estiver disponível para suprir a demanda o gerador é ligado para suprir só o consumo das cargas que não sejam as baterias.

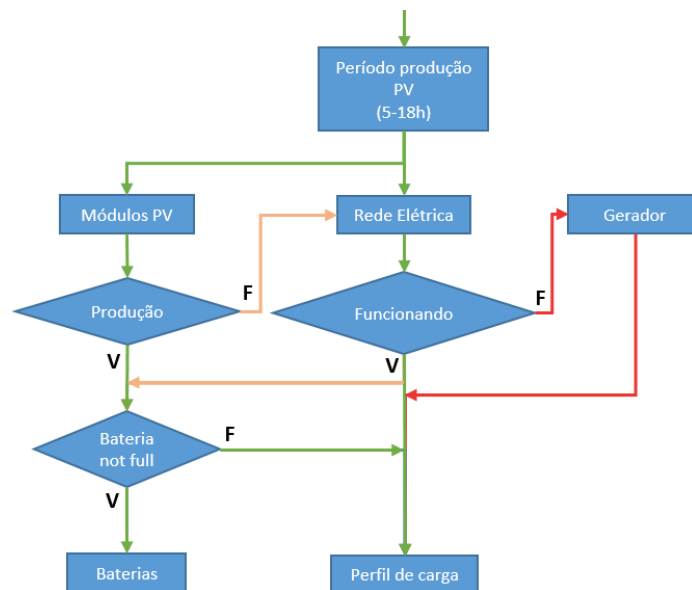


Figura 5 Diagrama de fluxo durante a geração fotovoltaica. Fonte: própria

Na Figura 6 se mostra o fluxo de energia do período de ponta onde a energia é fornecida pelas baterias até que estas tenham entregue toda a carga e, no caso que isso aconteça, antes de terminar o período de ponta o gerador é ligado. Se o gerador não estiver funcionando e as baterias estiverem sem carga a energia será demandada da rede.

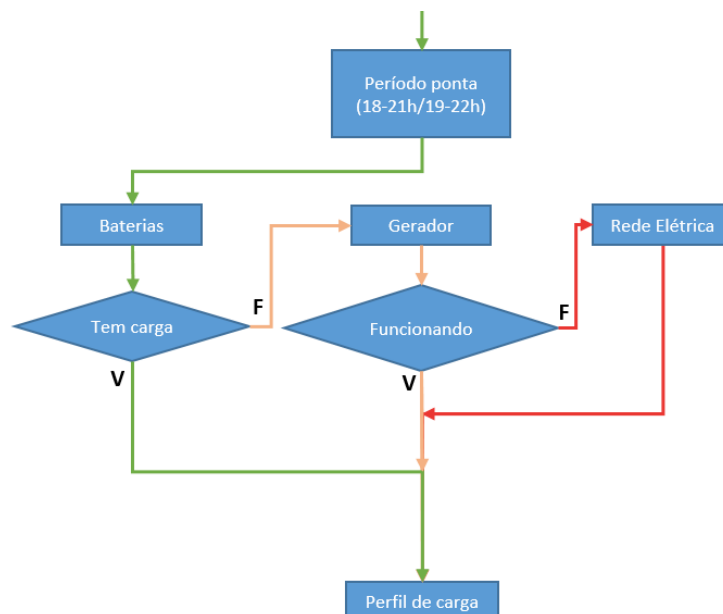


Figura 6 Diagrama de fluxo durante a ponta. Fonte: própria

O terceiro período, mostrado na Figura 7, é aquele que estando fora da ponta também não tem geração fotovoltaica. É o período mais simples e a energia é fornecida pela rede e, se esta não está disponível, o gerador é ligado.

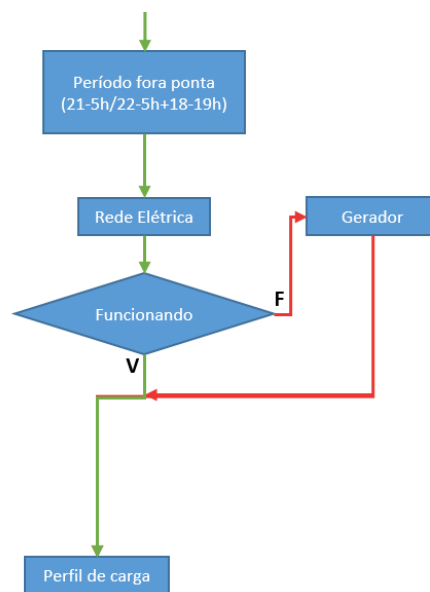


Figura 7 Diagrama de fluxo fora da ponta. Fonte: própria

4.2. Dinâmica peak shaving

O Peak Shaving é uma técnica para reduzir a potência máxima demandada à rede que, porém, permite ter uma potência máxima no contrato de abastecimento menor. Muitas vezes o valor máximo de potência só é atingido em breves períodos de tempo, mas é um dos fatores que encarecem muito a fatura.

O funcionamento é muito simples. O primeiro passo é definir qual é a potência limite que será extraída da rede. A potência que supere esse valor terá que ser abastecida por fontes alternativas. Na Figura 8 mostra-se um exemplo com o perfil de carga do caso de estudo onde é realizado um peak shaving a uma potência de 85 kW.

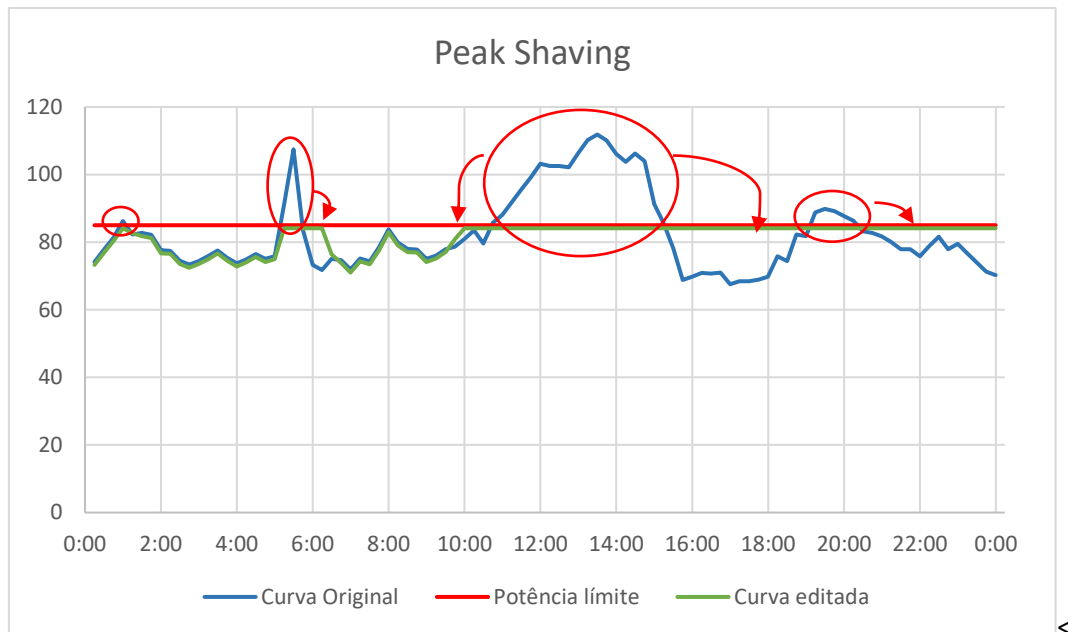


Figura 8 Peak Shaving sobre a curva de demanda do posto. Fonte: elaboração própria

Os fluxos de energia no sistema consequentemente são diferentes que no caso anterior e se mostram na Figura 9 e na Figura 10. A primeira destas figuras mostra o fluxo fora da ponta. A prioridade sempre é a mesma, alimentar o consumidor com a potência instantânea que precisa. Caso esta seja menor à máxima contratada e obtida só da rede e a energia gerada pelos módulos PV é armazenada nas baterias. Caso a potência demandada pelo consumidor seja superior à máxima contratada, e somente para a potência que ultrapasse a máxima contratada a dinâmica é a que segue: primeiramente se alimenta com a gerada pelos módulos, adiando as baterias se não for suficiente e se estas estivessem descarregadas ligando o gerador diesel.

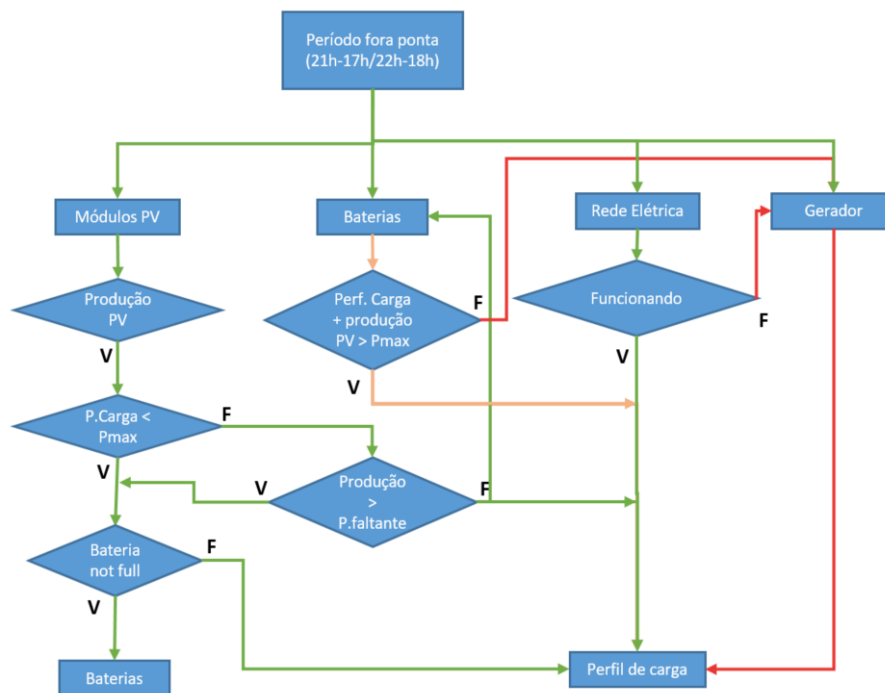


Figura 9 Diagrama de fluxo fora da ponta. Fonte: própria

No período da ponta o fluxo é diferente, a rede se torna o último recurso a ser usado. Desse modo, a energia é fornecida principalmente pelas baterias e, se tiver geração, pelos módulos. Caso as baterias cheguem à carga mínima o gerador é ligado e no caso de uma falha neste, a energia é fornecida pela rede. Essa dinâmica é mostrada na Figura 10

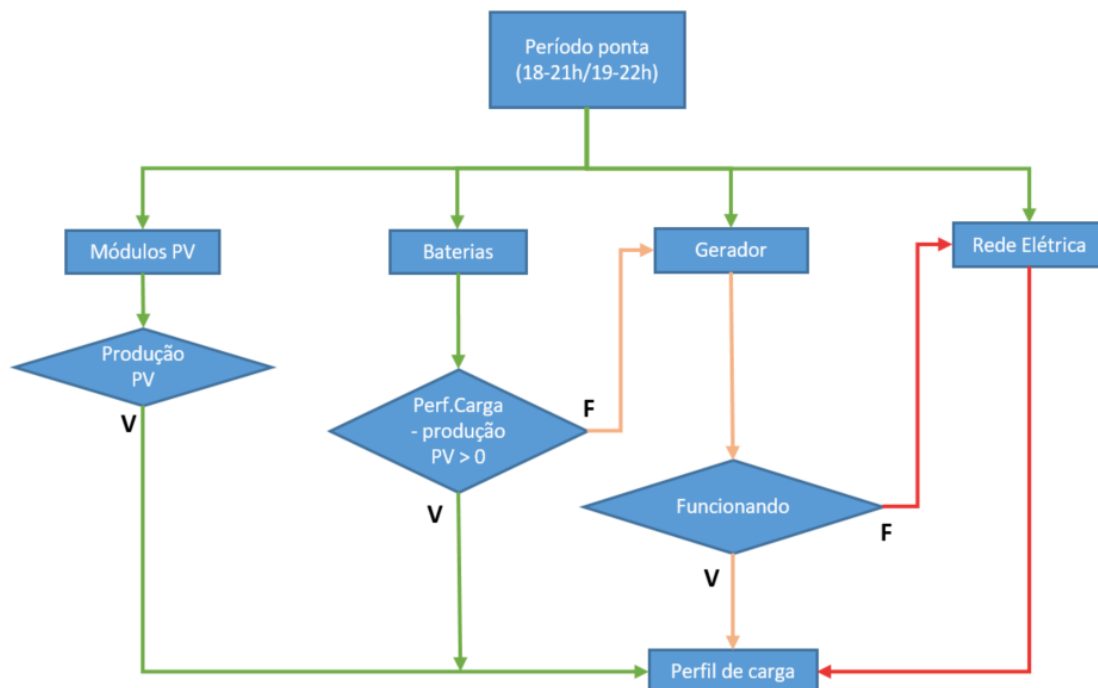


Figura 10 Diagrama de fluxo da ponta. Fonte: própria

5. Topologias

No ponto anterior se apresentou a sequência de funcionamento do sistema energético e por consequência do programa. Todas as topologias consideradas seguem esta mesma sequência de funcionamento, mas os fluxos de energia são tratados de formas distintas e as perdas dos processos são diferentes. Um dos objetivos foi avaliar qual é a topologia que é mais eficiente no uso da energia gerada mediante os módulos fotovoltaicos e a eficiência do sistema global.

5.1. Topologia 1

A primeira topologia considerada para o sistema foi uma topologia com um barramento de DC onde os módulos e as baterias estão conectados. Os módulos organizados em distintas strings são conectados com um conversor DC ao barramento e as baterias dispõem de um controlador de carga. O sistema dispõe de um inversor central com sua saída conectada diretamente ao consumidor. Durante o funcionamento do sistema a energia é fornecida por alguma das 4 fontes disponíveis individualmente ou em conjunto. Na Figura 11 se mostra um diagrama de blocos da configuração da topologia.

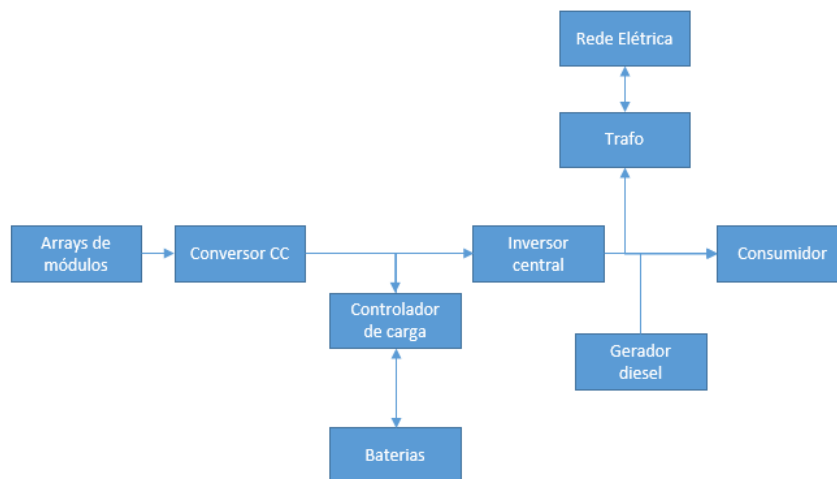


Figura 11 Diagrama de blocos da Topologia 1 Fonte: Própria

5.2. Topologia 2

Na segunda topologia, mostrada na Figura 12, o barramento de conexão entre os módulos e as baterias é em AC. O array de módulos fotovoltaicos tem um próprio inversor unidirecional para injetar a energia na tensão adequada para o consumidor. As baterias têm também um inversor próprio, neste caso bidirecional para injetar a energia demandada pelo consumidor ou armazenar a produzida pelos módulos fotovoltaicos. Além do inversor, as baterias têm também um controlador de carga. A energia do consumidor é fornecida também por uma ou várias das fontes disponíveis.

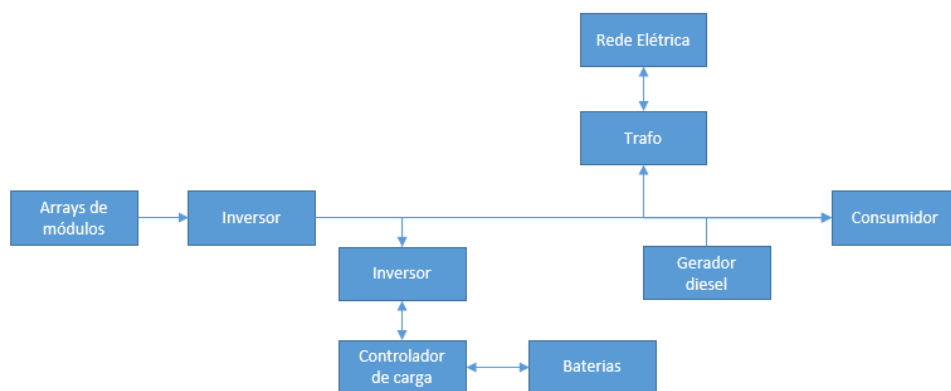


Figura 12 Diagrama de blocos da Topologia 2 Fonte: Própria

6. Tecnologias consideradas

Considerando os resultados obtidos com o PVsyst em etapas anteriores do projeto foram pesquisadas as tecnologias candidatas a serem usadas. Relembrando os principais dados, a demanda anual durante os períodos de ponta, que é a demanda que será gerada com a fotovoltaica, é de 143 MWh. Para fornecer toda essa energia a potência dos coletores deveria ser próxima aos 100 kWp. O PVsyst nas etapas iniciais dimensionava um array de 35 strings com 11 módulos de 285 Wp de potência cada um. Para esta configuração são necessários, por exemplo, 3 inversores de 34 kW cada um. A proposta final utiliza módulos mais eficientes de potência superior (350 Wp) e tem uma distribuição de 21 strings com cada uma com 10 a 18 módulos até um total de 294 módulos. Esta configuração usa também 3 inversores, mas estes são de potências diferentes entre 20 kW e 40 kW dependendo das strings. Assim as tecnologias candidatas para o caso inicial e o final serão as mesmas. O conjunto de baterias não é considerado no PVsyst, mas sim no projeto e é dimensionado para 390 kWh.

6.1. Módulos fotovoltaicos

No mercado existe muita variedade de módulos fotovoltaicos. Vão se apresentar algumas das possibilidades que sejam adequadas com as necessidades do sistema apresentado anteriormente. Os dados foram obtidos dos catálogos adquiridos durante o congresso Intersolar que teve lugar em São Paulo entre os dias 28-30 de agosto e nos datasheets de alguns dos fabricantes do setor.

Canadian Solar produz uma grande variedade de módulos mono e policristalinos de potências entre 260 Wp a 405 Wp. São um dos primeiros em bater a marca dos 400 W em um só painel policristalino. Porém, para o projeto, os módulos mais próximos à potência do módulo desejado são mostrados na Tabela 3 e Tabela 4.

	Monocristalino (All-Black CS6K)	Policristalino (CS3U 350P AG)
Potência máxima (P_{max})	290 W	350 W
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	39,3 V	46,6 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	9,67 A	9,51 A
Tensão com P_{max} (V_{mpp})	32,1 V	39,2 V
Intensidade com P_{max} (I_{mpp})	9,05 A	8,94 A
Eficiência do módulo (%)	17,72	17,64

Tabela 3 Modelos de módulos fotovoltaicos marca Canadian Solar. Fonte: Canadian Solar

Luxen Solar Energy produz módulos mono e policristalinos de potências entre 285 Wp a 350 Wp. Os mais próximos ao módulo desejado são mostrados na Tabela 4.

	Monocristalino (LNSE-350M)	Policristalino (LNSE-290P)
Potência máxima (P_{max})	350 W	290 W
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	45 V	38,5 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	9,99 A	9,57 A
Tensão com P_{max} (V_{mpp})	37 V	31,8 V
Intensidade com P_{max} (I_{mpp})	9,46 A	9,11 A
Eficiência do módulo (%)	18,04	17,83

Tabela 4 Modelos de módulos fotovoltaicos marca Luxen Solar Energy. Fonte: Luxen Solar Energy

Globo Brasil produz (monta) no Brasil módulos policristalinos de potências entre 250 e 350 Wp. O mais próximo ao desejado é apresentado na Tabela 5.

	Policristalino (GBR-290p)	Policristalino (GBR-350p)
Potência máxima (P_{max})	290 W	350 W
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	31,46 V	45,07 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	9,2 A	9,27 A
Tensão com P_{max} (V_{mpp})	37,87 V	38,11 V
Intensidade com P_{max} (I_{mpp})	9,66 A	8,92 A
Eficiência do módulo (%)	17,59	18,04

Tabela 5 Modelos de módulos fotovoltaicos marca Globo Brasil. Fonte: Globo Brasil

Astronergy produz grande variedade de módulos mono e policristalinos e dois exemplos estão resumidos na Tabela 6.

	Monocristalino (CHSM6610M)	Monocristalino (CHSM6612M)
Potência máxima (P_{max})	290 W	350 W
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	39,45V	47,01 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	9,54 A	9,53 A
Tensão com P_{max} (V_{mpp})	32,15 V	38,58 V
Intensidade com P_{max} (I_{mpp})	9,03 A	9,08 A
Eficiência do módulo (%)	17,8	17,8

Tabela 6 Modelos de módulos fotovoltaicos marca Astronergy. Fonte: Astronergy

6.2. Inversores

A potência dos inversores depende da topologia. No caso da topologia 1 será necessário um ou vários inversores que tenham uma potência total mínima de 154 kW. Este pico de potência se produz durante o horário de ponta quando o consumidor pode exigir uma potência instantânea de até 140 kW (mais um 10% de coef. Segurança). Na topologia 2 são necessários inversores para as baterias e para os módulos fotovoltaicos. Para o sistema de armazenamento é necessário um inversor como o especificado na topologia 1, por outro lado, para o conjunto fotovoltaico se precisa de um inversor de uma potência não inferior ao produto do coef. de carga pela potência instalada ($1,2 * kW_{p_{instalados}}$). Existem também vários fabricantes de inversores e muitas alternativas e vão se resumir algumas das possibilidades.

Canadian Solar produz inversores de diversas potências com saídas em média e baixa tensão, se consideraram 3 inversores trifásicos de saída 380 V. Estes se acham resumidos na Tabela 7. Para o inversor comum das 2 topologias seria suficiente 3 inversores do tipo CSI-40KTL-GI-FL. Para a topologia 2, os inversores fotovoltaicos poderiam ser uma combinação dos 3 inversores.

	CSI-20KTL-GI-FL	CSI-30KTL-GI-FL	CSI-40KTL-GI-FL
Max potência DC	23 kW	34 kW	48 kW
Max tensão DC	1000 V	1000 V	1100 V
Max intensidade DC	28 A +28 A +28 A +28 A	28 A +28 A +28 A +28 A	34 A +34 A +34 A +34 A
MPPT tracker/string per tracker	4/(2+2+2+2)	4/(2+2+2+2)	4/(2+2+2+2)
Eficiência Max	98,6%	98,6%	98,8%

Tabela 7 Modelos de inversores marca Canadian Solar. Fonte: Canadian Solar

Moso ShenZhen Electric tem inversores monofásicos e trifásicos. Alguns exemplos se mostram na Tabela 8. Para o inversor comum nas duas topologias uma das opções seriam 3 inversores do tipo ST40KTN com uma potência total de 144 kW que pode ser um pouco pequena, mas tem que se estudar a frequência em que a potência máxima é atingida e se seria melhor esta alternativa usando o gerador diesel para complementar. O mesmo valor de 144 kW pode ser atingido com 2 inversores do tipo ST60KNT. Outra alternativa seria usar 4 inversores do tipo ST33KTN com uma potência total de 158,4 kW.

	ST33KTN	ST40KTN	ST60KNT
Max potência DC	39,6 kW	48 kW	72 kW
Max tensão DC	1100 V	1100 V	1100 V
Max intensidade DC	36 A + 36 A	36 A + 36 A	36 A + 36 A +36 A
MPPT tracker/string per tracker	2/(3+3)	2/(3+3)	3/(4+4+4)
Eficiência Max	98,6%	98,7%	98,8%

Tabela 8 Modelos de inversores marca Moso ShenZhen Electric. Fonte: Moso ShenZhen Electric

Para a topologia 2, poderiam ser usados 2 inversores para a fotovoltaica, um de 72 kW (ST60KNT) e um de 39 kW (ST33KTN) atingindo os 100 kW da instalação.

Fronius tem também inversores que poderiam ser usados, mas são de potências inferiores e se teria que usar em maior número. Na Tabela 9 se mostram alguns dos considerados.

	Symio 20.0-3-M	Eco 27.0-3-S
Max potência DC	20 kW	27 kW
Max tensão DC	1000 V	1000 V
Max intensidade DC	33 A + 33 A	47,7 A
MPPT tracker/string per tracker	2/(3+3)	1/(6)
Eficiencia Max	98,1%	98,8%

Tabela 9 Modelos de inversores marca Fronius. Fonte: Fronius

Por último **CHNT Power** produz grande variedade de inversores e uma seleção se mostra na Tabela 10 .

	CPS SCA20KTL	CPS SCA30KTL	CPS SCA50KTL-DO/400
Max potência DC	21 kW	31 kW	51,5 kW
Max tensão DC	1000 V	1000 V	1000 V
Max intensidade DC	25 A +25 A	23 A +23 A +23 A	33 A +33 A +33 A
MPPT tracker/string per tracker	2/(2+2)	3/(2+2+2)	3/(2+2+2)
Eficiencia Max	98,6%	98,8%	99%

Tabela 10 Modelos de inversores marca CHNT Power. Fonte: CHNT Power

6.3. Conversores DC

Nas topologias propostas um conversor DC só é usado na primeira. A potência necessária é a da instalação, 110 kW. Comercialmente se acharam alguns fabricantes que produzem conversores DC de potências baixas e, portanto, terão que ser usados vários em paralelo para poder suportar toda a potência desejada. Na Tabela 11 se mostram alguns dos exemplos.

	Orion DC-DC 360	Orion 24/12-70	Orion 12/24-20
Tensão de entrada (V)	12 - 110	18 – 35	9 - 18
Tensão de saída (V)	12,5 - 48	10 – 15	20 - 30
Potência (W)	360	1050	900
Eficiência %	Não isolado 92% Isolado 85%	92%	93%

Tabela 11 Modelos de conversores DC marca Victron Energy. Fonte: Victron Energy

Tem se achado também grande variedade de seguidores de MPPT com uma saída DC. Que permitiram incrementar ainda mais a potência gerada pelos módulos ao mesmo tempo que controlar a carga e descarga das baterias. Estes controladores poderiam ser usados na topologia 1 substituindo o conversor DC e o controlador de carga das baterias. Na topologia 2 se poderia usar além do inversor e o controlador das baterias. Na Tabela 12 se mostram alguns dos exemplos.

	MPPT 150/70	MPPT 150/85
Tensão bateria (V)	12 / 24 / 36 / 48V	
Corrente nominal (A)	70	80
Potência (W)	1000/2000/3000/4000	1200/2400/3600/4800
Eficiência	12V: 95% / 24V: 96,5% / 36V: 97% / 48V: 97,5%	

Tabela 12 Modelos de seguidores MPPT marca Victron Energy. Fonte: Victron Energy

6.4. Controladores de carga

Os controladores de carga serão os mesmos independentemente da topologia já que a capacidade e o uso destes é independente. Como explicado anteriormente, atualmente no mercado existem soluções que combinam controladores de carga com seguidores MPPT e inclusive com inversores-carregadores. Alguns exemplos são apresentados na Tabela 13.

	BlueSolar PWM-Pro 12/24-30	BlueSolar PWM-Light 48-30
Tensão bateria (V)	12-24	48
Corrente nominal (A)	30	30
Potência (W)	720	1440
Eficiência	98%	95%

Tabela 13 Modelos de controladores de carga marca Victron Energy. Fonte: Victron Energy

6.5. Transformadores

O transformador de MT a BT já está presente na instalação, se desconhece as características dele e, portanto, se pesquisou alguns transformadores para poder estimar a eficiência deste para ser usada no programa. A pesquisa deu como resultados eficiências entre 93% e 99,55% e, portanto, se adotará um valor entre estes dois valores, por exemplo 96% que será o mesmo para todas as topologias e configurações, podendo ser alterado em qualquer instante no programa.

6.6. Gerador diesel

O gerador diesel também é uma parte importante do sistema. Atualmente o consumidor já possui um gerador diesel que usa no horário da ponta. No entanto, se realizou uma pesquisa de um gerador equivalente. Além disso, a partir dos dados obtidos com o programa se recalculou o dimensionamento do gerador e se pesquisou um gerador que seria a alternativa de uso. Na Tabela 14 se mostram as duas alternativas cada uma delas da potência adequada.

	J100U	J160UC3
Motor		
RPM	1800	1800
Relação de compressão	17:1	19:1
Consumo 100% Pn	26,5 l/h	40,91 l/h
Consumo 50% Pn	13 l/h	25,29 l/h
Perdas de calor	121,5 kW	155,42 kW
Potência ventilador	4,5 kW	9,74 kW
Alternador		
Potência nominal	100 kW	160 kW
Número fases	3	3
Fator de potencia	0,8	0,8
Número de polos	4	4
Regulador voltagem	230 V	230 V

Tabela 14 Modelos de geradores diesel marca SDMO Industries. Fonte: SDMO Industries

7. Programa

7.1. Características

O programa desenvolvido mediante VBA e o Excel tem mais de 3500 linhas de código e se acha no anexo V. Está implementado para os dois fluxos e as duas topologias explicadas em detalhe anteriormente. A comparação mais razoável é para cada dinâmica de funcionamento separadamente. As etapas pelas quais estes fluxos de energia passam são diferentes e é nesse ponto que é conveniente estudar as eficiências do sistema para reduzir as perdas. Mesmo assim, antes de realizar um projeto é bom ter as máximas informações e possibilidades diferentes para poder decidir pela melhor.

A interface do programa é um book de Excel com várias planilhas. Cada uma destas tem algumas especificações por causa da topologia e a dinâmica de fluxo que esteja implementada nela. Existem também umas planilhas associadas a cada uma das planilhas do programa que resume os resultados principais da execução deste. Em cada uma das planilhas, o programa permite que o usuário modifique as eficiências de cada uma das etapas, inversores, controladores de carga, transformadores, dimensionamento dos painéis fotovoltaicos, potência e eficiência dos módulos entre outros. Na Figura 13 se mostram todos estes valores que o usuário tem que introduzir manualmente.

TUDO OK	
Rend carga bateria	0,95
Rend descarga bateria	0,95
Rend Inversor	0,988
Rend ConversorCC	0,965
Rend Trafo en extração	0,96
Rend Trafo en injeção	0,96
Carga max Bat (kWh)	390
Num Modulos PV (u)	385
Pnom Modulo (Wp)	290
Sup modulo (m^2)	1,63152
Rend Modulo	0,178
Rend Modulo (calculado)	290,411
Ejecutar topologia 1 D1	

Figura 13

Na mesma Figura 13 se mostra uma das celas onde se visualiza as palavras “TUDO OK” em cor verde. Isso indica que em todo o momento o sistema forneceu eletricamente ao consumidor e

que, portanto, não ocorreram quedas de tensão. No caso de que nessa cela se mostre “ERROR” significa que em algum momento nem os módulos, nem as baterias, nem a rede elétrica nem o gerador pode fornecer a energia que o consumidor demandava. O usuário pode estabelecer períodos de manutenção do gerador, os períodos nos quais a rede não está disponível mediante os flags que se mostram na Figura 14 e o programa determinará se há queda de tensão ou não.

Além das eficiências e outros valores da parte de hardware da instalação, o usuário tem também que introduzir outros dados. Um deles é a irradiação na área onde será construída a instalação fotovoltaica em base horária (kWh / (m² · h)). O outro é o perfil de carga da instalação também em base horária (kW). No caso de estudo, os dados da irradiação foram extraídos do programa HOMER. Os perfis usados são parte do projeto, mas para poder realizar os cálculos se fez uma estimativa dos períodos nos quais não se tinham dados. Estes dados estimados estão marcados em amarelo no Excel. Na Figura 14 se mostram todos esses dados além dos flags mencionados anteriormente.

Fila	mes	dia	hora	Irradiação (kWh/m ²)	Perfil de carga (kWh)	Punta	RE	fun	Gefun
1	Janeiro	1	0	0	62,9280014			0	1
2	Janeiro	1	1	0	79,29599762			0	1
3	Janeiro	1	2	0	72,38400269			0	1
4	Janeiro	1	3	0	73,00800323			0	1
5	Janeiro	1	4	0	74,04000092			0	1
6	Janeiro	1	5	0,00335	90,43199921			0	1
7	Janeiro	1	6	0,0357	71,18399811			0	1
8	Janeiro	1	7	0,06842	66,28800201			0	1

Figura 14 Dados a ser introduzidos pelo usuário Fonte: Própria

Uma vez executado, o programa preenche todo um conjunto de colunas, cada uma delas tem um parâmetro diferente. Todos estes parâmetros são os resultados da execução, a energia gerada fotovoltaicamente, a carga armazenada nas baterias em cada momento, a energia gerada fotovoltaicamente e que é usada diretamente ou injetada na rede, a energia extraída da rede e a injetada, o que o gerador diesel produz e o conjunto das perdas de energia em cada uma das etapas. Na Figura 15 se mostram todas as variáveis (colunas) de forma agrupada e as primeiras filas como exemplo.

Gen solar (kWh)	C Bat	E sol sobranter (usada directamente)	E extr Red (kWh)	E iny na Rede credits (kWh)	E recup Rede credits (kWh)
0	78	0	65,55000305	0	0
0	78	0	82,59999847	0	0
0	78	0	75,40000153	0	0
0	78	0	76,05000305	0	0

E Diesel	Perd carga bat	Perd descarga bat	Perd inversor	Perd trafo injectada a	Perd trafo extraida de la red
0	0	0	0	0	2,622001648
0	0	0	0	0	3,304000854
0	0	0	0	0	3,01599884
0	0	0	0	0	3,041999817

Perd conv CC	ERROR	Perd E renovavel	Perd E Rede	E ponta das bat	Consumo ponta	E solar direta se ponta
0	0	0	2,622001648	0	0	0
0	0	0	3,304000854	0	0	0
0	0	0	3,01599884	0	0	0
0	0	0	3,041999817	0	0	0

Figura 15 Variáveis (colunas) de forma agrupada que produz a execução do programa. Fonte: Própria

Por último, o programa mostra um resumo dos resultados e faz alguns cálculos extras em uma tabela final. A Figura 16 mostra os resultados da execução da topologia 1 que serão comentados a seguir.

	Total	Média
Número de dias de simulação	139	
Consumo total	266.679,65	1.918,56
Consumo ponta	35.274,00	253,77
Energia comprada à rede	196.108,45	1.410,85
Energia gerador (durante a ponta)	2.115,99	15,22
Energia produzida pelos módulos (kWh)	82.309,54	592,15
Energia solar usada diretamente (durante a ponta)	284,80	2,05
Energia solar usada diretamente	43.658,41	314,09
Energia solar injetada na rede	13886,2654	99,90
Carga média das baterias (kWh/h)		214,457406
Carga extraída das baterias (durante a ponta)	32.878,37	236,54
Perdas energia fotovoltaica	7.538,34	54,23
Perdas energia da rede (desc. créditos)	7.845,83	56,44
% energia baterias para a ponta	93,21	
% energia gerador diesel para a ponta	6,00	
% energia fotovoltaica direta para a ponta	0,81	
Eficiência do sistema renovável	90,8414718	
Eficiência extração da rede	95,9992371	
Eficiência total	93,5836936	
Custo energia comprada a rede (R\$)	78.220,76	562,74
Custo energia gerada (R\$)	2.626,19	18,89
Custo total (R\$)	80.846,95	581,63

Figura 16 Resumo dos resultados extraídos do programa. Execução da Topologia 1. Fonte: Própria

7.2. Resultados

Com o objetivo de ter um caso base para poder fazer as comparações posteriores, se executou uma iteração do programa para um sistema tipo o do caso de estudo antes de qualquer modificação por parte do projeto. Lembrando que este consiste em um consumidor de MT que consome da rede durante o dia todo menos no horário de ponta quando usa um gerador diesel. Na Tabela 15 mostram-se os resultados da primeira iteração, os valores de custo total da eletricidade do sistema ajudaram nas próximas iterações para ver as mudanças de um sistema para ou outro. O preço do kWh foi considerado de 0,39886481 R\$/kWh fora da ponta e o custo do kWh gerado e de 1,24111766 R\$/kWh que seria o valor se fosse adquirido da rede elétrica.

	Total	Média
Número de dias de simulação	139	
Consumo total (kWh)	266.680	1.919
Consumo ponta (kWh)	35.274	254
Energia comprada a rede (kWh)	241.048	1.734
Energia gerador (durante a ponta) (kWh)	35.274	254
Custo energia comprada à rede (R\$)	96.145	692
Custo energia gerada no gerador diesel (R\$)	43.779	315
Custo da demanda (R\$)	8.376	60
Custo total (R\$)	148.300	1.067

Tabela 15 Dados do caso de estudo prévio as simulações. Fonte: própria

Uma a segunda alternativa muito interessante seria uma implementação parcial do sistema. Uma implementação que consiste simplesmente na implementação de um conjunto de baterias. Estas baterias serão carregadas durante o período de fora da ponta e usadas para suprir a energia da ponta. Caso as baterias não tenham a energia suficiente o gerador diesel será ligado para suprir a demanda. Para esta configuração a topologia ainda não introduz variações já que nas duas opções a energia passa pelo inversor e o controlador de carga. Outra iteração do programa foi executada para esta alternativa. Os resultados se mostram na Tabela 16.

	Total	Média
Número de dias de simulação	139	
Consumo total (kWh)	266.680	1.919
Consumo ponta (kWh)	35.274	254
Energia comprada a rede (kWh)	282.293	2.031
Energia gerador (durante a ponta) (kWh)	0	0
Carga extraída das baterias (durante a ponta)	35.296	254
Custo energia comprada à rede (R\$)	112.597	810
Custo energia gerada no gerador diesel (R\$)	0	0
Custo da demanda (R\$)	8.376	60
Custo total (R\$)	120.972	870

Tabela 16 Simulação do sistema implementando simplesmente as baterias. Fonte Própria

Observa-se que a energia total extraída da rede é superior no segundo caso à soma da energia extraída da rede mais a gerada pelo gerador no segundo caso. Isso é assim já que o processo de carga e descarga das baterias com a energia da rede tem uma eficiência conjunta de 84,57%. Mesmo assim, o custo médio diário é 196 R\$ inferior a gerar com o gerador diesel, o que anualmente quase atinge o valor de 72.000 R\$.

Com estes dois casos base se rodou o programa para as duas topologias descritas e nas duas alternativas de fluxo. Nestas iterações já estão incluídos todos os elementos da micro-redes multi-fontes descrita no projeto. Os resultados completos das 4 execuções se mostram na tabela de resultados no anexo I. O que segue é um resumo dos valores mais destacados obtidos durante os cálculos.

Fazendo uma comparação direta das 4 opções, a mais eficiente e a mais econômica é a topologia 2 com o fluxo de peak shave. As maiores diferenças se acham na mudança do tipo de fluxo, normal v.s. peak shave e por contra, dentro de um mesmo tipo as diferenças entre topologias são menores, sendo a topologia 2 sempre a vencedora. Na Tabela 17 se observa um fato significativo que é que no valor de custo da energia gerada o fluxo normal é o vencedor, mas quando o custo da demanda contratada (kW) é somado muda o resultado final. Pode ser argumentado que o fato de reduzir a demanda contratada supõe um risco de queda de tensão maior ao reduzir o acesso à rede e que, portanto, a melhor opção seja a topologia 2 no fluxo normal. No caso de estudo essa foi a escolha final e este um dos motivos para tal.

	TP1 D1	TP2 D1	TP1 D2	TP2 D2
Custo energia comprada a rede (R\$)	580	575	571	567
Custo energia gerada (R\$)	22	21	36	36
Custo da demanda (R\$)	60	60	43	43
Custo total (R\$)	662	656	650	646

Tabela 17 Custos. TP: topologia; D1: dinâmica fluxo normal; D2: dinâmica fluxo peak shave

Por outro lado, o principal objetivo do consumidor, que era substituir durante a ponta o uso do gerador diesel pelo conjunto fotovoltaica-baterias, é um sucesso. Em todos os casos a energia consumida durante a ponta provém em mais de 90% do sistema de energia renovável e o gerador fica só como uma fonte de emergência para momentos concretos. Neste caso o fluxo normal obtém melhores resultados na diminuição de uso do gerador.

O segundo grande objetivo era avaliar qual das topologias é a mais eficiente e quantificar a diferença. O resultado neste sentido não é muito grande, de pouco mais de um 1% entre a opção com a máxima eficiência e a mínima. O resultado dependerá muito da qualidade dos inversores, conversores e baterias usadas e outros elementos do sistema. Ainda assim, a diferença representa uma diferença de 32 kWh comprados a mais da rede elétrica por dia.

É também considerável a diferença entre a energia fotovoltaica que é injetada na rede, ainda que percentualmente aos valores de energia sejam muito menores. Entre o máximo e o mínimo uso há uma diferença de duas vezes e meia mais de uso da rede no formato de “bateria” em troca de créditos que permite a lei de Autoconsumo Brasileira.

Por último se observa também que a carga das baterias é, em média, entre 34 kWh e 36 kWh acima da carga mínima desejada (20% do total, 78 kWh) ao fim do horário de ponta (21h). Se rodou o programa reduzindo a capacidade da bateria em 35 kWh respeito à calculada inicialmente para ver a diferença de custo que isso geraria e para estudar a possibilidade de reduzir também o investimento. Após a execução, a carga média das baterias no final do horário da ponta é de 7-8 kWh e o custo da eletricidade aumentou só 0,55% em média para a redução de 9% no investimento na capacidade da bateria.

8. Projeto da instalação fotovoltaica para o caso de estudo

8.1. Localização e acesso

O projeto de geração fotovoltaica será instalado nos telhados do posto e do restaurante. Este está localizada na periferia de Jundiaí no estado de São Paulo (endereço: Via Anhanguera, s/n - Distrito Industrial, Jundiaí – SP).

O local se encontra nas coordenadas decimais que são -23.129574, -46.949175. E o acesso será pela estrada SP-330. Na Figura 17 se mostra a imagem do local.



Figura 17 Localização do local da instalação. Fonte: Google Maps

8.2. Características técnicas

A instalação fotovoltaica será uma instalação de autoconsumo incluída no regulamento REN nº 482/2012 e REN nº 687/2015 que estabelecem as condições gerais da micro e mini-geração no Brasil. Será parte do grupo de mini-geração, instalações renováveis entre 75 kW e 1 MW e com um medidor bidirecional medirá a corrente injetada e extraída da rede.

Com os dados de consumo do consumidor durante o horário de ponta, tem que ser dimensionada a capacidade das baterias e a capacidade da geração da instalação fotovoltaica. A Tabela 18 mostra a energia nesse período, as eficiências e o fator de segurança utilizados no dimensionamento das baterias. A capacidade final da bateria foi fixada em 390 kWh e para essa bateria o sistema deveria gerar perto de 143 MWh de eletricidade por ano.

	Coeficientes	Energia kWh
Energia momento ponta		247,8907
Energia mínima de as baterias com vaziado até 20%	0,8	309,863375
Energia mínima com eficiência do sistema	0,88	352,1174716
Energia mínima com coeficiente de segurança	1,1	387,3292188
Energia por ano		142350

Tabela 18 Dados para o dimensionamento da instalação

A configuração do sistema e o dimensionamento dos módulos em strings e arrays foi dimensionado com o software PVsyst. Este programa é uma ferramenta muito completa que permite projetar sub-arrays distintos tanto em dimensões como em orientação dos módulos. Permite também entre outros o cálculo das perdas por causa do sombreamento. No relatório extraído se mostram todos os resultados específicos do cálculo e pode ser consultado no anexo III. Por enquanto se apresentarão as características principais do sistema e os resultados mais relevantes.

A potência instalada será de 103 kWp e a geração diária estimada é de uns 394 kWh/dia (anual de 143,9 MWh). Com o uso de um conjunto de baterias de 390 kWh de armazenamento o projeto pretende prescindir do uso do gerador diesel que até agora produz a energia durante a ponta de consumo. A instalação, portanto, estará formada pelos coletores solares, o conjunto de baterias, os inversores e o gerador diesel já existente.

O dimensionamento final do sistema é uma distribuição dividida em 2 grandes blocos: os módulos no telhado do posto e os módulos no telhado do restaurante. O primeiro grupo foi também dividido em 2 por causa do uso de 2 inversores diferentes. O primeiro subgrupo consta de 7 strings com 19 módulos em série cada um deles. O segundo subgrupo tem 7 strings, cada um deles com 15 módulos em série. Os módulos do telhado do restaurante somam uma potência de 26,95 kW e estão configurados em 7 strings de 10 módulos cada um. As potências de cada um dos 3 inversores são 40 kW, 30 kW e 20 kW respetivamente. Na Figura 18 se mostra o esquema elétrico da configuração do sistema.

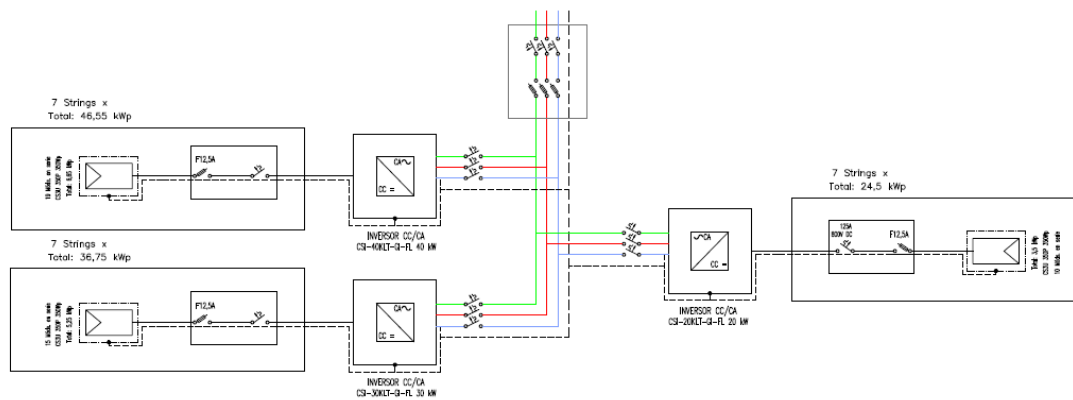


Figura 18 Esquema da configuração dos módulos fotovoltaicos

A instalação é de módulos fixos, porém, é preciso calcular a inclinação e definir o azimute ótimos destes. Para os módulos situados no telhado do restaurante a inclinação e orientação já são definidas pelo teto, nesse caso será uma inclinação de 30° e um azimute de 14° . Não são valores ótimos, mas mesmo assim são suficientemente bons. Para os módulos do teto do posto foi usada a Figura 19 que mostra a trajetória solar durante o ano todo. O sol na região do projeto tem uma inclinação entre uns 43° e 90° ao longo do ano, o ângulo de inclinação deveria estar entre 0° e 47° . No teto do posto, que não tem inclinação, serão colocados com uma inclinação de 25° e um azimute de 0° orientados ao Norte.

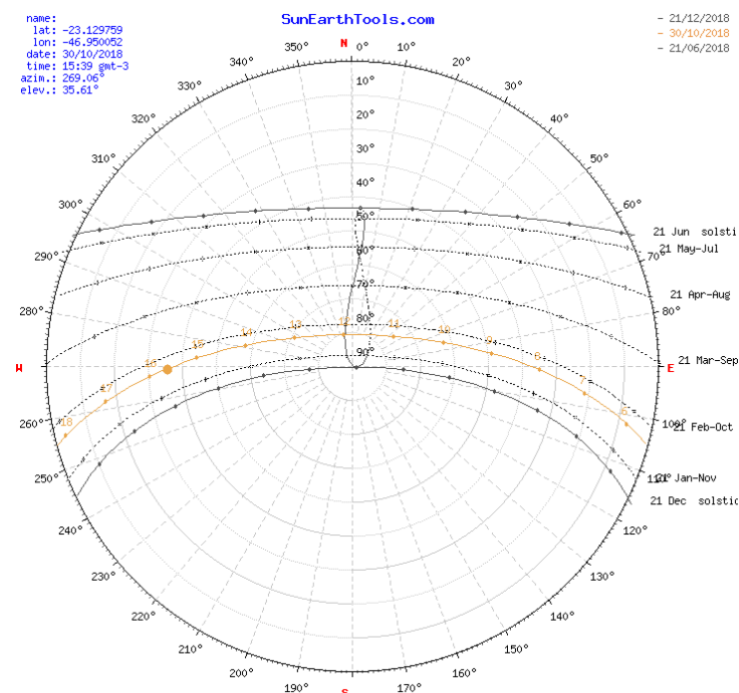


Figura 19 Inclinação solar ao longo do ano na região do projeto. Fonte: https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=es

No caso de estudo nenhuma das áreas de coletores tem possibilidade de ter sombreamento por não estar em uma área urbana densa nem perto de outros objetos. A modo de exercício, para fazer uma análise mais completa se considerou que existe uma árvore do lado do restaurante que não pode ser cortada. A Figura 20 mostra o plano 3D introduzido no PVsyst para o cálculo do sombreamento. Nesta figura se observam os diferentes azimutes dos módulos.

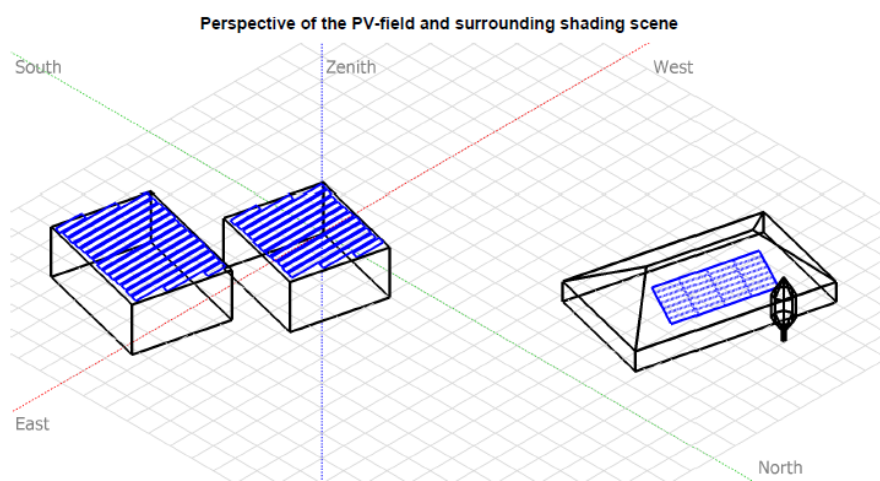


Figura 20 Perspectiva de sombreamento. Fonte: PVsyst

8.3. Tecnologia escolhida

Finalmente para o projeto foram selecionados os diferentes aparelhos do fabricante Canadian Solar pela sua qualidade e confiabilidade. O sistema de baterias era já definido e será introduzido resumidamente.

Para os coletores solares foi selecionado o CS3U 350P AG P4 que é um módulo de 72 células e dimensões 2m x 0,992m. Tem uma potência pico de 350 Wp e uma eficiência de 17,64%. É um dos módulos mais usados para este tipo de instalação, tanto por potência como por dimensões.

Quanto aos inversores solares foram selecionados 3 modelos distintos do mesmo fabricante. Estes são os modelos CSI-40KTL-GI-FL, CSI-30KTL-GI-FL e CSI-20KTL-GI-FL que já foram introduzidos em detalhe no item das tecnologias disponíveis. Os dos inversores de potência superior serão usados para os módulos do telhado do posto e o inversor de potência inferior com o conjunto de strings do telhado do restaurante.

Por último, o sistema de armazenamento instalado será um sistema misto da marca EVE Energy que inclui a bateria, o controle de carga, o inversor e um sistema de proteção com HVAC e auto

extintor de fogo. A bateria é de íon lítio (LiFePO4) e tem uma capacidade de 516 kWh e uma tensão nominal de saída de 48 V. O sistema de conversão de potência é um inversor bidirecional de marca Sinexel e modelo 250KTL-NA com uma eficiência de 98,3% e uma potência máxima de 250 kW.

8.4. Plantas da instalação

As plantas do projeto se acham no anexo IV. A planta IV.I e a planta do local prévio à execução do projeto. Está indicado o ponto de referência das coordenadas marcado no extremo superior direito.

A planta IV.II mostra uma imagem geral da instalação com os módulos fotovoltaicos instalados, como foi comentado anteriormente os módulos estão orientados ao Norte. A distância entre cada fila foi calculada com os dados do ângulo de incidência solar da Figura 19. Na Figura 21 se mostra que o ângulo considerado como ângulo mínimo onde não pode haver sombreamento é um ângulo de incidência de 30°. As Equação 1 e Equação 2 foram utilizadas nos cálculos e o resultado é uma distância entre filas de 0,726 m.

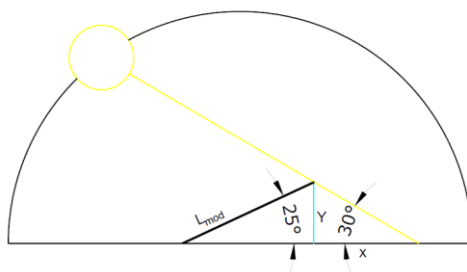


Figura 21 Ângulo de incidência solar no caso mais extremo. Fonte Própria

$$Y = L_{mod} \times \sin 25 = 0,419 \quad \text{Equação 1}$$

$$X = Y \times \tan 60 = 0,726 \quad \text{Equação 2}$$

A planta IV.III mostra o cabeamento das strings até a caixa de junção onde estão os inversores. Da instalação onde estarão os inversores sairá um cabo por fase para o quadro elétrico geral situado no outro extremo da instalação.

As outras plantas do anexo mostram alguns detalhes construtivos da instalação como vistas de perfil ou zooms das plantas já comentadas.

8.5. Estudo econômico da instalação

8.5.1. Orçamento

Para a realização do orçamento foram considerados valores de referência do mercado pela dificuldade de obter valores reais dos produtos concretos. Assim para os módulos foi assumido um valor de 2,35 R\$/Wp¹, para os inversores 1680 R\$/kW ²e para as baterias 3253 R\$/kWh³. Os valores adicionais foram considerados como uma porcentagem do total dos conceitos anteriores. Assim, as estruturas de suporte dos módulos representam 2% do custo destes, as proteções, quadros elétricos e caixas de conexão são 5% do custo do investimento nos módulos e o cabeamento 2%. Finalmente, a mão de obra para a instalação de todo o conjunto foi calculada como 10% do custo de todos os materiais da instalação fotovoltaica e o custo da engenharia do projeto como o trabalho de 1 engenheiro em jornada completa por um mês. Na Tabela 19 se mostram todos esses valores detalhadamente. Se observa que os valores de unidade da bateria e do inversor da bateria não são números inteiros. Isso é porque serão instalados os indicados na tabela, mas são muito maiores aos valores de capacidade da bateria e potência do inversor otimizados para este estudo. Portanto, para manter a coerência no estudo econômico tem se assumido só a parte proporcional.

Materiais	Ud	Preço/ud	Total (R\$)
Módulos Canadian Solar All Black 290 Wp	294	822	241.668
Inversor CSI-20KTL-GI-FL	1	14.193	14.193
Inversor CSI-30KTL-GI-FL	1	21.290	21.290
Inversor CSI-40KTL-GI-FL	1	28.387	28.387
Baterias íon lítio (LiFePO4) de 516 kWh	0,69	1.678.870	1.154.711
Inversor bateria Sinexel 250KTL-NA	0,56	177.417	99.353
Estrutura suporte módulos	294	164	48.334
Conexões e proteções elétricas	1	12.083	12.083
Cabeamento	1	4.833	4.833
Mão de obra			
Montagem e ajuste da instalação	1	37.078,84	37.078,84
Engenharia de projeto			
Salario engenheiro	1	10.000	10.000
Total R\$			1.671.931

Tabela 19 Orçamento do projeto. Fonte: própria

¹ <https://www.soligado.com.br/painel-solar-canadian-aldo-solar-cs6up-335-72-celulas-policristalina-6-polegadas-335w/3908>

² <https://www.soligado.com.br/inversor-canadian-41001460-csi-30ktl-gi-fl-potencia-30kw-trifasico-380v/2284>

³ <https://www.soligado.com.br/painel-solar-canadian-aldo-solar-cs6up-335-72-celulas-policristalina-6-polegadas-335w/3908>

8.5.2. Análise do investimento

A partir do orçamento e do cálculo do benefício anual obtido na simulação feita com a ferramenta desenvolvida se realizou uma análise do investimento. Como período de estudo da amortização foram escolhidos os primeiros 10 anos, que é o período de vida das baterias, e até os 25 anos (fazendo uma substituição das baterias aos 10 anos e outra aos 20 anos), que é o período de vida da instalação fotovoltaica.

O investimento considerado é o mostrado no orçamento do item anterior, como custos fixos se consideraram 10.000 R\$ anuais referentes à manutenção das instalações, isso inclui duas limpezas por ano e as outras tarefas relacionadas. Como benefícios se consideraram 3 aspectos, o primeiro é a diminuição direta do custo da energia, como mostrado na Tabela 15 o custo da energia por dia antes da execução do projeto é de 1067 R\$/dia, os resultados da simulação situam o novo custo em 656 R\$/dia. Esta diferença de 411 R\$/dia e um total de 150.000 R\$ anuais que serão atualizados aumentando 5% ao ano. A segunda partida econômica que gera um benefício é o fato de não ter que usar o gerador diesel nos momentos em que há uma queda de tensão na rede. Assumindo uma continuidade da rede de 98% anualmente se gastam 17.000 R\$. Além disso, esse incremento na confiabilidade da continuidade do serviço faz que os clientes usem mais as instalações do posto e isso comporta um benefício a ser considerado. Pela dificuldade de estimar esse valor se considerou 50% a mais do que no item anterior.

	10 anos	25 anos
Juros	7%	7%
VAN	-82.389	1.153.499
TIR	6%	13%
PR	7,65016569	7,65016569

Tabela 20 Resultados análise investimento. Fonte: Própria

No estudo dos 10 anos se calculou o VAN com um juro de 7%, o TIR e o período de retorno. Os resultados se mostram na Tabela 20 e o ano a ano no anexo II. Para este caso de estudo o investimento não é rentável. No caso do período de estudo dos 25 anos, o VAN e o TIR se mostram também na Tabela 20. Nesta situação sim se consegue amortizar a instalação mesmo substituindo as baterias no ano 10 e no ano 20.

Seria desejável que o investimento fosse amortizado em um período inferior aos 10 anos, mas por causa do alto custo das baterias não é possível. Uma possível solução seria aumentar a potência fotovoltaica instalada e assim poder não depender da rede ou inclusive vender o

excedente. Outra possibilidade não contemplada é a redução do gerador diesel e, portanto, a redução das emissões de CO₂. As emissões deste gás de efeito estufa não são penalizadas hoje, mas é provável que no futuro existam limitações ou taxas relacionadas a esse conceito. Este sistema seria então uma das opções para evitar esses pagamentos.

9. Conclusões

O presente projeto seguiu duas linhas de trabalho diferentes, a criação de uma ferramenta para a comparação de topologias e o projeto de uma instalação fotovoltaica, que convergiram para dar o resultado final. As conclusões que se extraem, portanto, contribuem ambas à mesma causa.

A ferramenta desenvolvida foi de grande utilidade na análise dos dados e para ajudar a decidir fundamentadamente pela segunda topologia sobre a primeira independentemente da dinâmica de fluxo da energia. Ajudou a conhecer mais a fundo cada um dos sistemas, os pontos onde as perdas são maiores e quais modificações aportam um maior benefício não somente econômico, mas também em termo de eficiência. Foi muito útil para comparar também as diferenças de funcionamento que dependem do fluxo de cargas. Assim, a conclusão foi que na teoria a dinâmica de fluxo de cargas de peak shave é melhor economicamente em respeito à dinâmica normal. Porém, no projeto da instalação foi escolhido a dinâmica normal pela maior simplicidade do sistema. Por outro lado, analisando os dados foi possível otimizar a capacidade da bateria e reduzir assim o investimento inicial em troca de um maior uso dos recursos disponíveis.

A ferramenta pretende ser útil para a aprendizagem e a capacitação em diversos aspectos úteis profissionalmente na área da engenharia e especialmente na área fotovoltaica. Conjuntamente com o uso do software PVsyst, muito estendido no setor de projetos de energia, proporciona uma análise mais ampla neste tipo de projetos. Além disso, resolver o dimensionamento de uma instalação comercial, com todas as variáveis técnicas existentes, favoreceu também a formação de um critério mais focado à indústria e não tão teórico como no mundo acadêmico.

Os resultados econômicos da instalação são os esperados, a instalação fotovoltaica por si tem um custo aproximado de 4R\$/Wp instalado, similar aos preços de mercado. Mesmo assim, considerando as baterias, o orçamento aumenta tanto que nem com a diminuição no custo da geração da energia é suficiente para amortizar o investimento. Existem alguns fatores que poderiam possibilitar estes tipos de instalações no futuro como à restrição das emissões de gases de efeito estufa ou também a redução do preço do kWh das baterias.

Ao longo do progresso do trabalho todos os objetivos marcados foram atingidos. Uma pesquisa das tecnologias comerciais foi feita e também uma escolha para o caso de estudo. Se trabalhou com as das topologias mais usadas comercialmente e se compreendeu o seu forçamento. Com a ferramenta há sido possível uma análise do sistema multi-fontes obtendo as eficiências das

diferentes partes do sistema e do conjunto. Por último, o uso da ferramenta desenvolvida e do PVsyst permitiu o dimensionamento da instalação para o caso de estudo.

Existem várias possíveis ampliações do trabalho ou propostas futuras. Por exemplo, a inclusão na ferramenta duma função de otimização que permitisse a modificação das potências instaladas nos cálculos. Dessa forma o usuário só precisa conhecer o seu consumo, o seu perfil de carga, e o programa acharia o valor ótimo de potência a instalar para suprir a sua demanda além da topologia mais eficiente. Outra possibilidade seria a consideração dos ciclos de carga das baterias para estudar a vida útil das mesmas. Por último, considerar também a orientação dos módulos, inclinação e azimute, permitiria uns resultados mais precisos.

10. Bibliografia

Datasheets dos componentes das companhias

- Canadian Solar
- Luxen Solar Energy
- Globo Brasil
- Astronergy
- Moso ShenZhen Electric
- Fronius
- CHNT Power
- Victron Energy
- SDMO Industries
- EVE Energy

Software usado:

- Microsoft Office 2016: Excel, Word e PowerPoint.
- PVSyst Software. Versão 6.4.
- AutoCAD
- Sun Earth Tools: https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=es
- Google Maps

Anexo

I. Tabela de resultados do programa

	Total					Média			
	TP1 D1	TP2 D1	TP1 D2	TP2 D2		TP1 D1	TP2 D1	TP1 D2	TP2 D2
Número de dias de simulação	139	139	139	139					
Consumo total	266680	266680	266680	266680		1919	1919	1919	1919
Consumo ponta	35274	35274	35274	35274		254	254	254	254
Energia comprada à rede	202057	200260	198869	197702		1454	1441	1431	1422
Energia gerador (durante a ponta)	2441	2398	4017	3983		18	17	29	29
Energia produzida pelos módulos (kWh)	75859	75859	75859	75859		546	546	546	546
Energia solar usada diretamente (durante a ponta)	262	269	262	269		2	2	2	2
Energia solar usada diretamente	37836	39590	40490	41358		272	285	291	298
Energia solar injetada na rede	7255	8837	13100	16828		52	64	94	121
Carga média das baterias (kWh/h)						211	212	205	205
Carga extraída das baterias (durante a ponta)	32577	32627	31448	31460		234	235	226	226
Perdas energia fotovoltaica	7118	6090	5765	4396		51	44	41	32
Perdas energia da rede (desc. créditos)	8084	8012	7955	7908		58	58	57	57
% energia baterias para a ponta	92,35	92,50	89,15	89,19					
% energia gerador diesel para a ponta	6,92	6,80	11,39	11,29					
% energia fotovoltaica direta para a ponta	0,74	0,76	0,74	0,76					
Eficiência do sistema renovável	90,62	91,97	92,40	94,21					
Eficiência extração da rede	96,00	96,00	96,00	96,00					
Eficiência total	93,66	94,12	94,27	94,85					
Custo energia comprada a rede (R\$)	80593	79877	79322	78856		580	575	571	567
Custo energia gerada (R\$)	3030	2976	4985	4944		22	21	36	36
Custo da demanda (R\$)	8376	8376	5983	5983		60	60	43	43
Custo total (R\$)	91999	91228	90290	89783		662	656	650	646

II. Análise do investimento ano a ano

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Investimento	1.671.931											1.154.711	
Manutenção		10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
Fundos investidos	1.671.931	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	1.164.711	10.000
Poupança na compra de eletricidade	0	150.015	157.516	165.392	173.661	182.344	191.461	201.034	211.086	221.640	232722,502	244.359	256.577
Horas de queda de tensão		17.214	18.075	18.979	19.928	20.924	21.970	23.069	24.222	25.433	26.705	28.040	29.442
Benefício pela confiabilidade da rede	0	25.821	27.113	28.468	29.892	31.386	32.955	34.603	36.333	38.150	40.058	42.060	44.163
Fundos gerados	0	193050,755	202703,293	212838,457	223480,38	234654,399	246387,119	258706,475	271641,799	285223,889	299485,083	314459,337	330182,304
Cash Flow	-1.671.931	183.051	192.703	202.838	213.480	224.654	236.387	248.706	261.642	275.224	289.485	-850.252	320.182
Cash Flow Acumulado	-1.671.931	-1.488.881	-1.296.177	-1.093.339	-879.859	-655.204	-418.817	-170.111	91.531	366.755	656.240	-194.011	126.171
Ano	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Investimento									577355,435				
Manutenção	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
Fundos investidos	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	587.355	10.000	10.000	10.000	10.000
Poupança na compra de eletricidade	269.405	282.876	297.019	311.870	327.464	343.837	361.029	379.080	398.034	417.936	438.833	460.775	483.813
Horas de queda de tensão	30.914	32.460	34.083	35.787	37.577	39.455	41.428	43.500	45.675	47.958	50.356	52.874	55.518
Benefício pela confiabilidade da rede	46.372	48.690	51.125	53.681	56.365	59.183	62.142	65.250	68.512	71.938	75.534	79.311	83.277
Fundos gerados	346691,4194	364025,99	382227,29	401338,654	421405,587	442475,866	464599,66	487829,643	512221,125	537832,181	564723,79	592959,98	622607,979
Cash Flow	336.691	354.026	372.227	391.339	411.406	432.476	454.600	477.830	-75.134	527.832	554.724	582.960	612.608
Cash Flow Acumulado	462.862	816.888	1.189.116	1.580.454	1.991.860	2.424.336	2.878.935	3.356.765	3.281.631	3.809.463	4.364.187	4.947.147	5.559.755

PVSYST V6.72	Canadian Solar Solutions Inc. (Canada)			25/11/18	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		TCC_Ignacio			
Geographical Site		Jundiaí	Country	Brazil	
Situation		Latitude	-23.13° S	Longitude	-46.95° W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	754 m
		Albedo	0.20		
Meteo data:		Jundiaí	Meteonorm 7.1, Sat=47% - Synthetic		
Simulation variant :		simulation_6			
		Simulation date	25/11/18 16h02		
Simulation parameters		System type	Sheds on a building		
2 orientations		tilts/azimuths	25°/0° and 30°/-14°		
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)					
PV module		Si-poly	Model	CS3U-350P-AG P4	
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Sub-array "Teito posto 1"		Orientation	#1	Tilt/Azimuth	25°/0°
Number of PV modules		In series	18 modules	In parallel	7 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	126	Unit Nom. Power	350 Wp
Array global power		Nominal (STC)	44.1 kWp	At operating cond.	40.1 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	635 V	I mpp	63 A
Sub-array "Teito posto 2"		Orientation	#1	Tilt/Azimuth	25°/0°
Number of PV modules		In series	14 modules	In parallel	7 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	98	Unit Nom. Power	350 Wp
Array global power		Nominal (STC)	34.3 kWp	At operating cond.	31.2 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	494 V	I mpp	63 A
Sub-array "Teito telhado restau"		Orientation	#2	Tilt/Azimuth	30°/-14°
Number of PV modules		In series	10 modules	In parallel	7 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	70	Unit Nom. Power	350 Wp
Array global power		Nominal (STC)	24.50 kWp	At operating cond.	22.26 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	353 V	I mpp	63 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	103 kWp	Total	294 modules
		Module area	583 m²	Cell area	520 m²
Sub-array "Teito posto 1" : Inverter		Model	CSI-40KTL-GI-FL		
Custom parameters definition		Manufacturer	Canadian Solar		
Characteristics		Operating Voltage	200-1000 V	Unit Nom. Power	40.0 kWac
				Max. power (=>25°C)	44.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	40 kWac
				Pnom ratio	1.10
Sub-array "Teito posto 2" : Inverter		Model	CSI-30KTL-GI-FL		
Custom parameters definition		Manufacturer	Canadian Solar		
Characteristics		Operating Voltage	200-800 V	Unit Nom. Power	30.0 kWac
				Max. power (=>25°C)	33.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	30 kWac
				Pnom ratio	1.14

Grid-Connected System: Simulation parameters

Sub-array "Teito telhado restau" : Inverter Model **CSI-20KTL-GI-FL**

Custom parameters definition

Manufacturer Canadian Solar

Characteristics

Operating Voltage 200-800 V

Unit Nom. Power 20.0 kWac

Max. power (=>25°C) 22.0 kWac

Inverter pack

Nb. of inverters 1 units

Total Power 20 kWac

Pnom ratio 1.23

Total

Nb. of inverters 3

Total Power 90 kWac

PV Array loss factors

Thermal Loss factor

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s

Wiring Ohmic Loss

Array#1 168 mOhm

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array#2 131 mOhm

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array#3 93 mOhm

Loss Fraction 1.5 % at STC

Global

Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module Mismatch Losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.10 %

Incidence effect (IAM): User defined IAM profile

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

User's needs :

Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : TCC_Ignacio

Simulation variant : simulation_6

Main system parameters

System type **Sheds on a building**

Near Shadings

PV Field Orientation

PV modules

PV Array

Inverter

Inverter

Inverter

Inverter pack

User's needs

Linear shadings

2 orientations

Model

Nb. of modules

Model

Model

Model

Nb. of units

Unlimited load (grid)

Tilt/Azimuth = 25°/0° and 30°/-14°

CS3U-350P-AG P4

294

CSI-40KTL-GI-FL

CSI-30KTL-GI-FL

CSI-20KTL-GI-FL

3.0

Pnom 350 Wp

Pnom total **103 kWp**

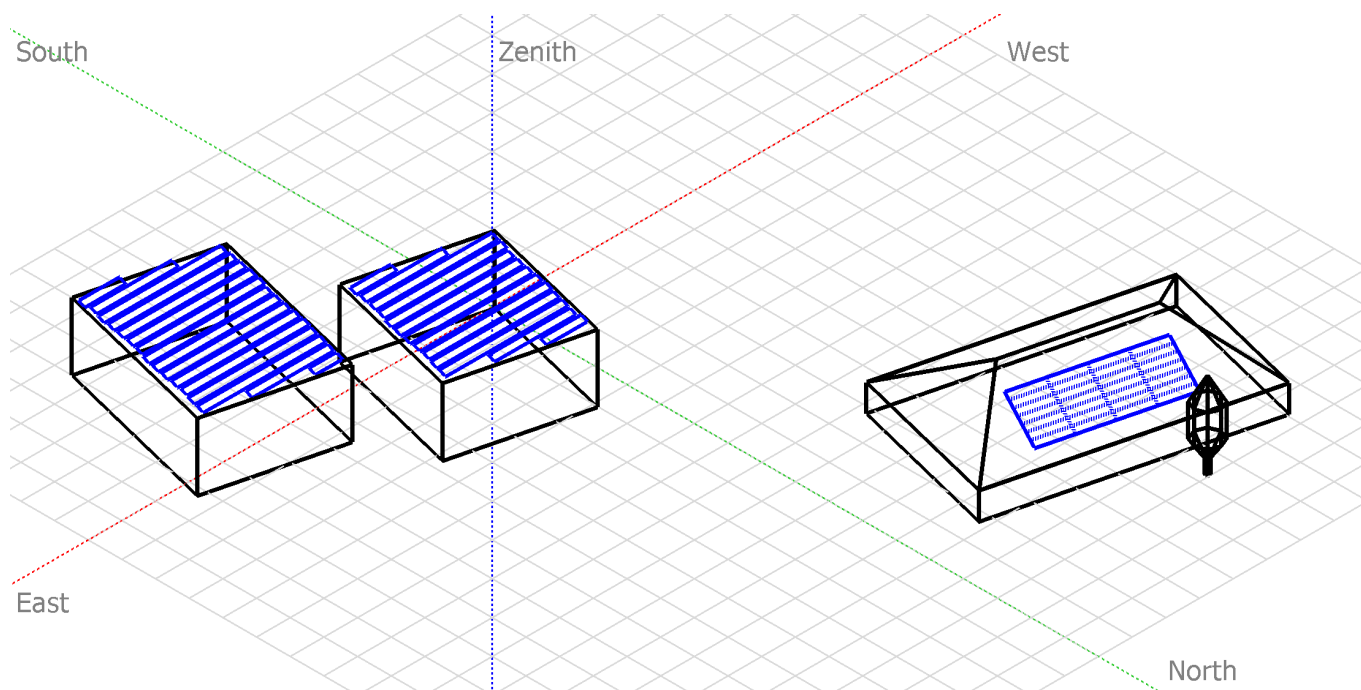
Pnom 40.0 kW ac

Pnom 30.0 kW ac

Pnom 20.00 kW ac

Pnom total **90.0 kW ac**

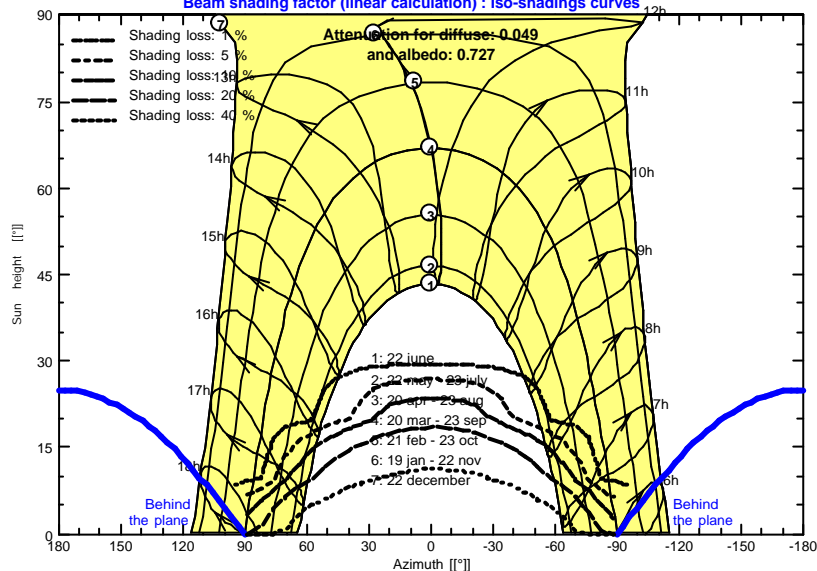
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

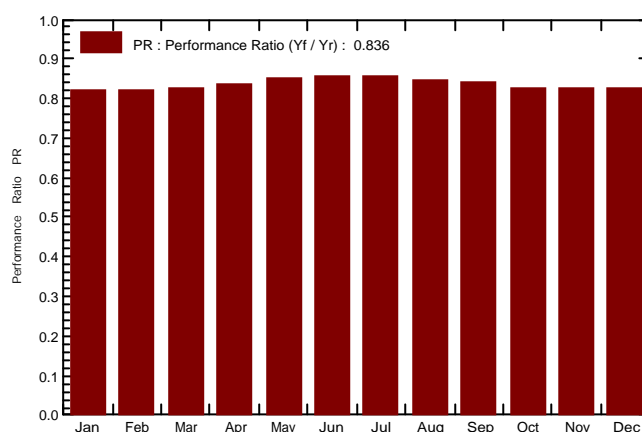
TCC_Ignacio

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves



Simulation variant : simulation 6

Main simulation results				
System Production	Produced Energy	143.9 MWh/year	Specific prod.	1398 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	83.56 %		



Balances and main results

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

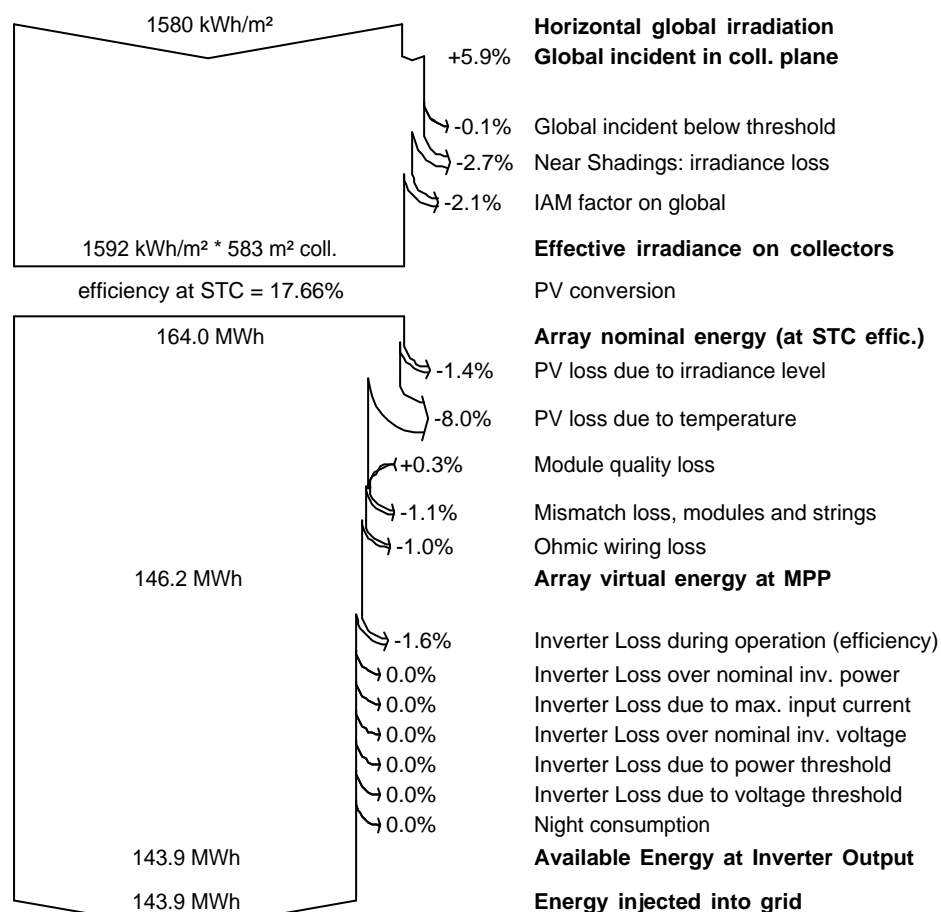
Grid-Connected System: Loss diagram

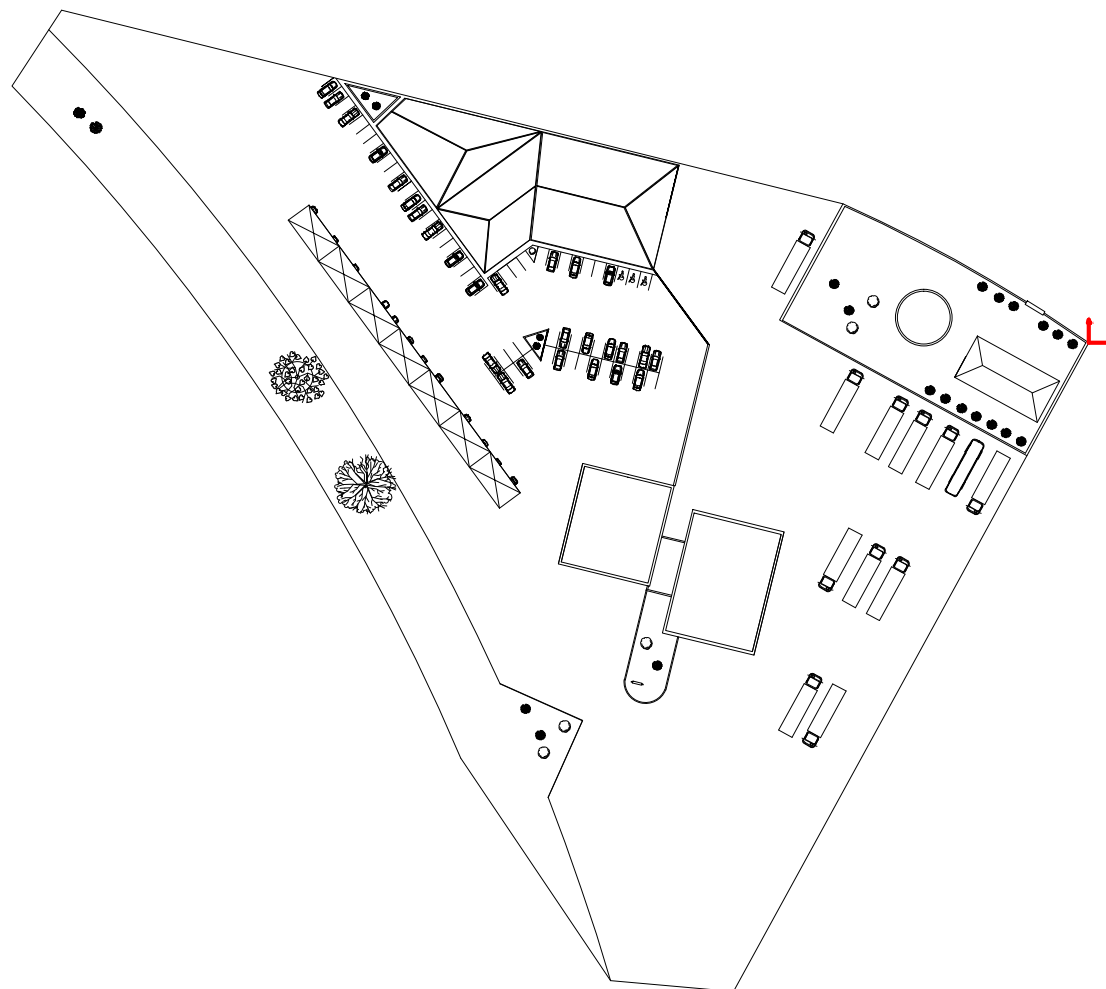
Project : TCC_Ignacio


Simulation variant : simulation_6

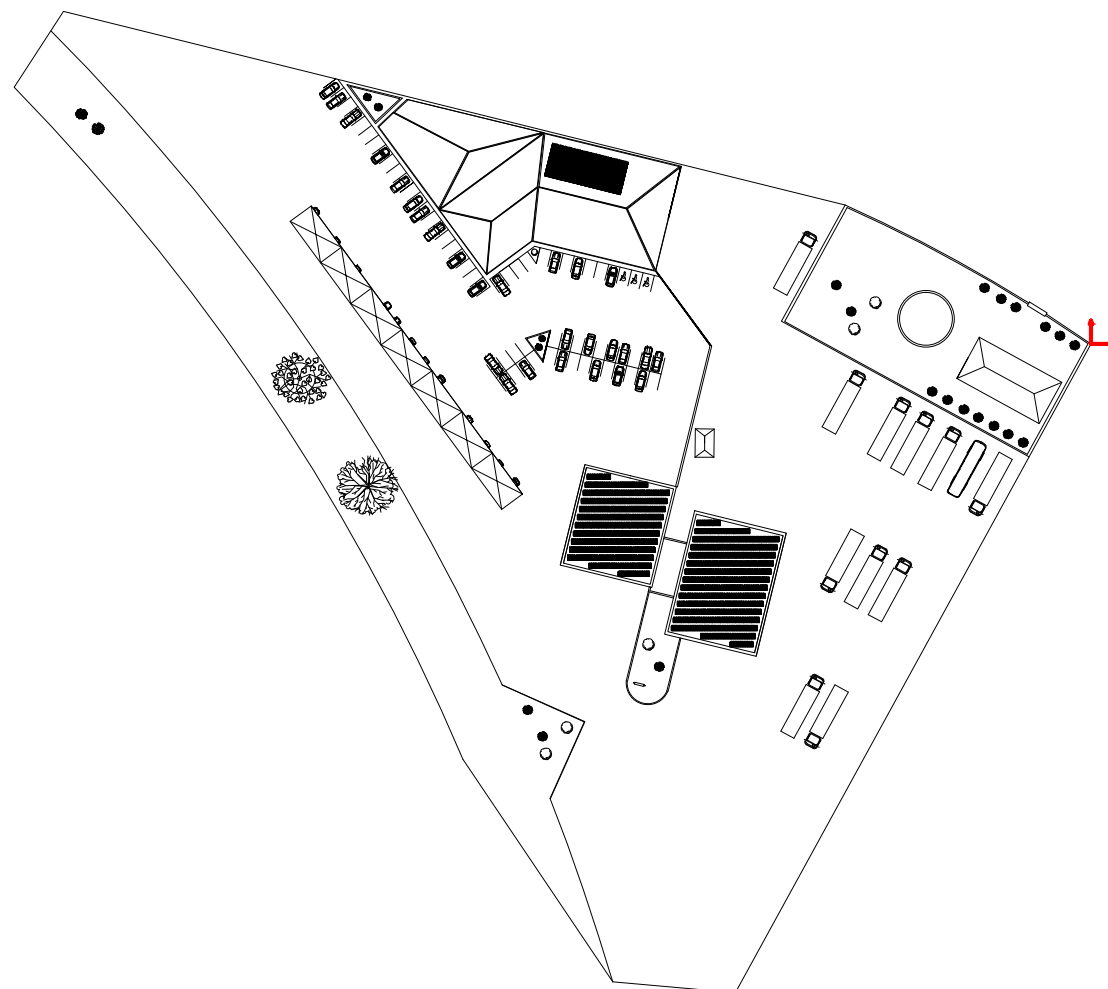
Main system parameters	System type	Sheds on a building		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth = 25°/0° and 30°/-14°		
PV modules	Model	CS3U-350P-AG P4	Pnom	350 Wp
PV Array	Nb. of modules	294	Pnom total	103 kWp
Inverter	Model	CSI-40KTL-GI-FL	Pnom	40.0 kW ac
Inverter	Model	CSI-30KTL-GI-FL	Pnom	30.0 kW ac
Inverter	Model	CSI-20KTL-GI-FL	Pnom	20.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	90.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			


Loss diagram over the whole year

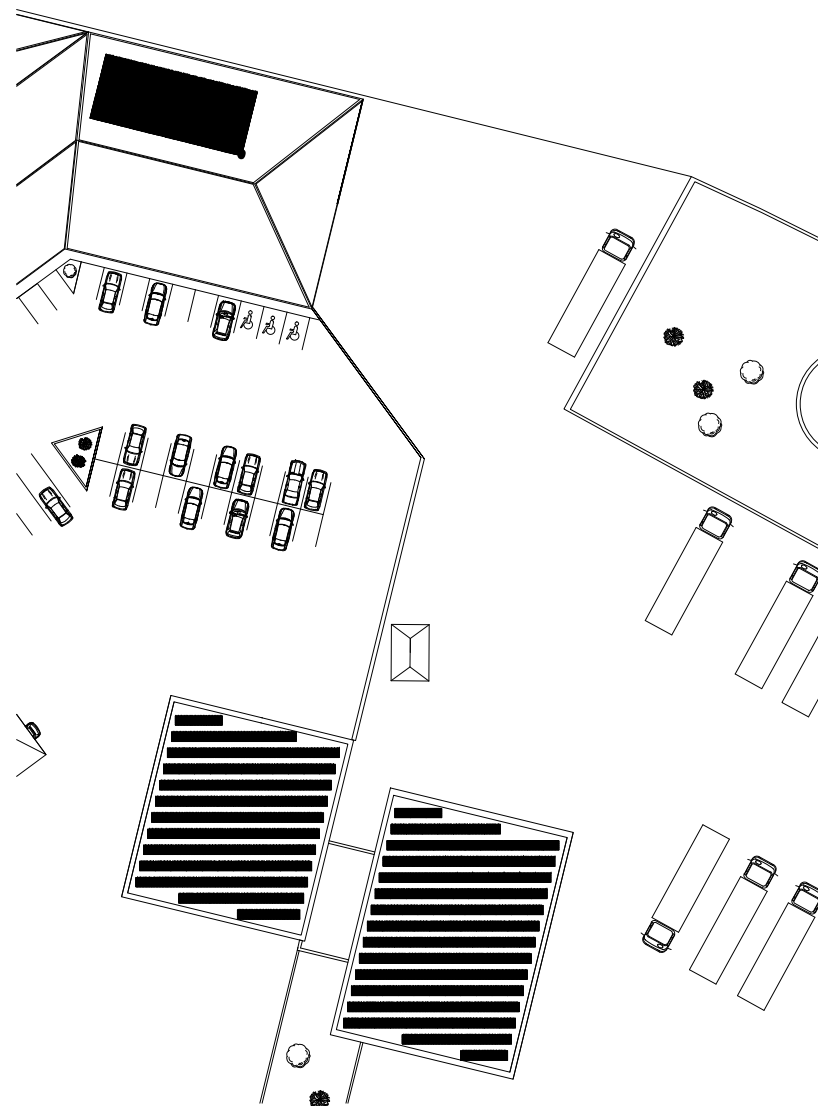





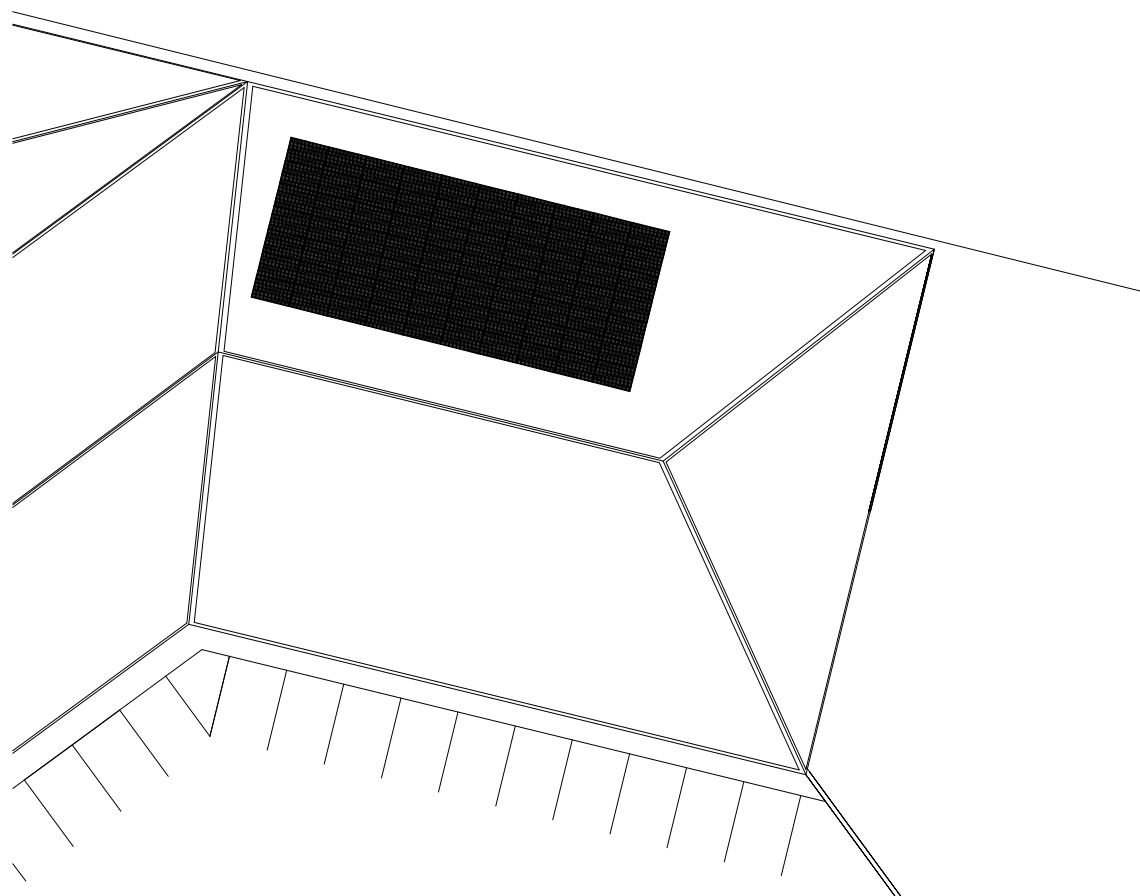
PROJETO	
Trabalho de formatura	
DOCUMENTO	
Escala 1:100	
DATA Outubro 2018	N. PLANO 1
AUTOR	
Ignacio Alegre	
	




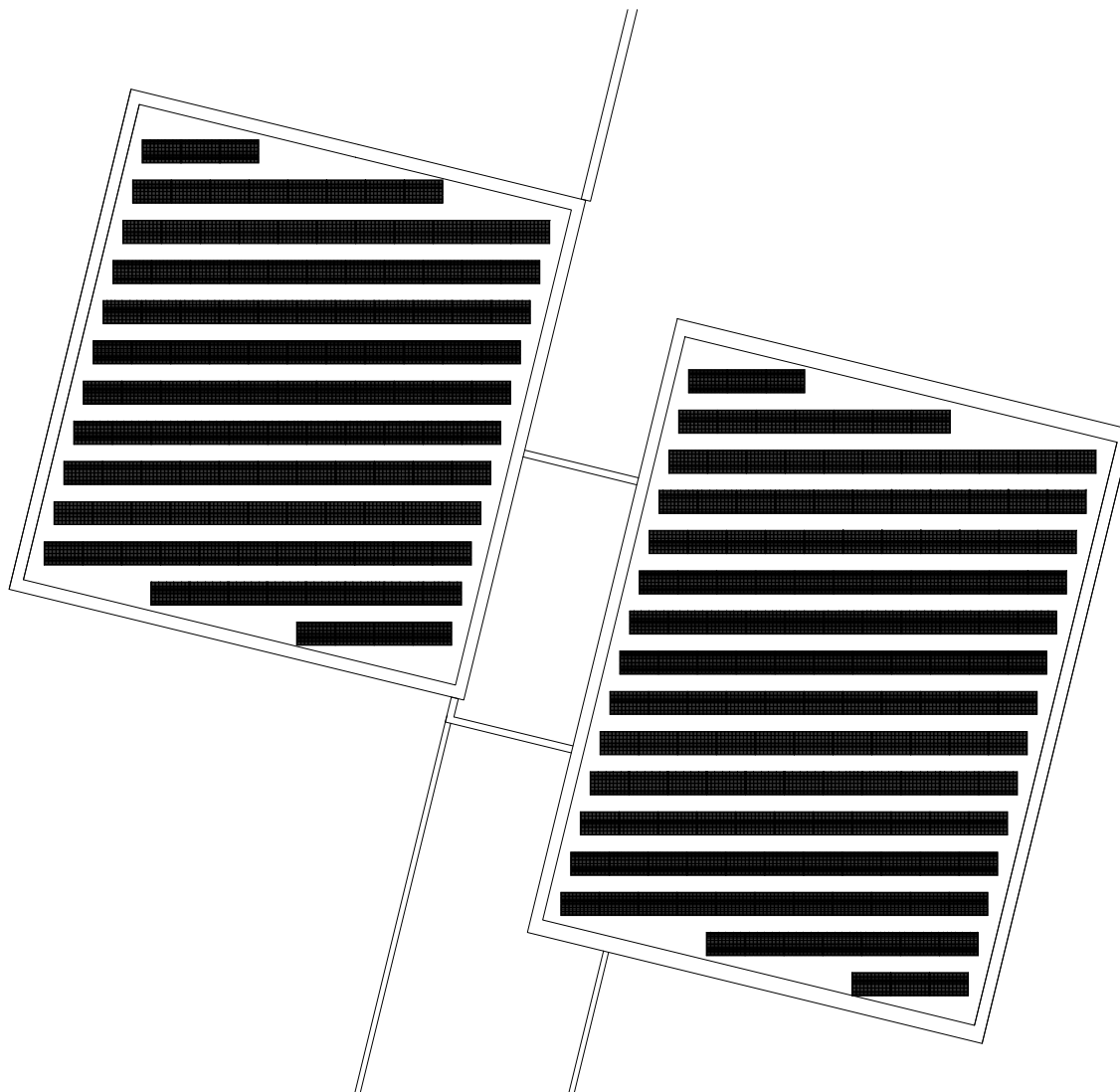
PROJETO	
Trabalho de formatura	
DOCUMENTO	
Escala: 1:100	
DATA Outubro 2018	N. PLANO 2
AUTOR	
Ignacio Alegre	
	




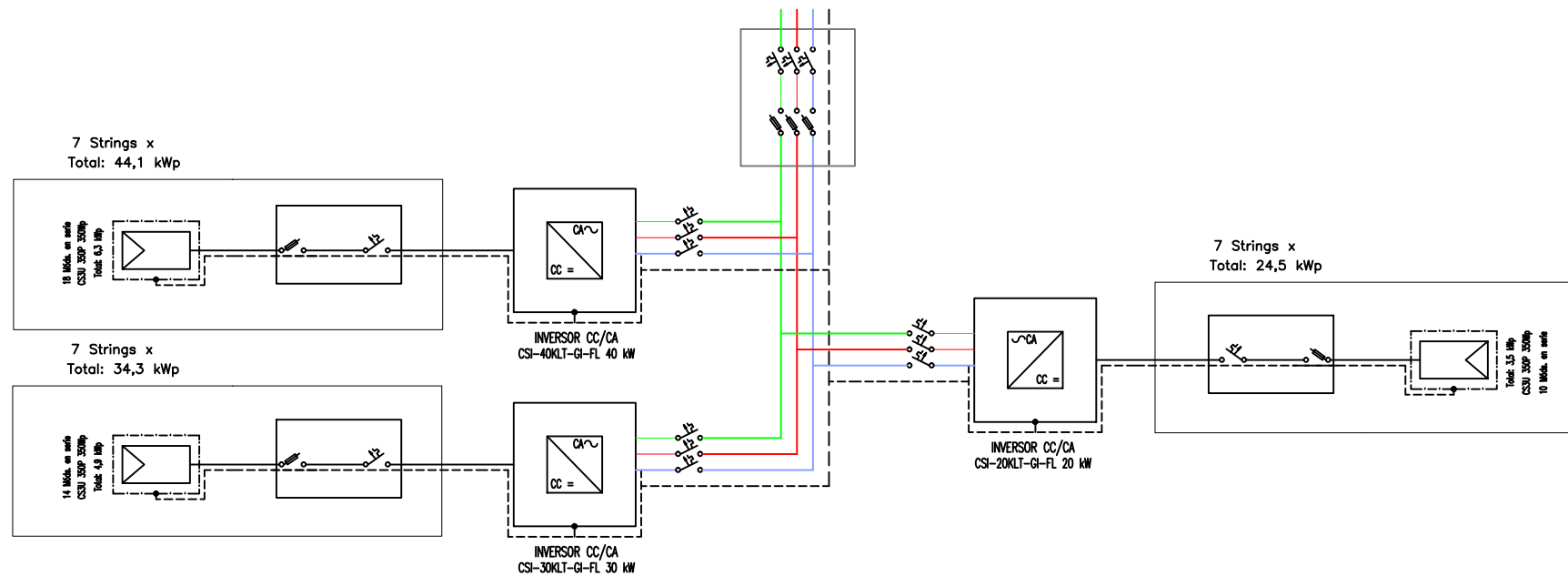
PROJETO	
Trabalho de formatura	
DOCUMENTO	
Escala 1:50	
DATA Outubro 2018	N. PLANO 3
AUTOR	
Ignacio Alegre	
	



PROJETO	
Trabalho de formatura	
DOCUMENTO	
Escala 1:20	
DATA Outubro 2018	N. PLANO 4
AUTOR	
Ignacio Alegre	
	



PROJETO	
Trabalho de formatura	
DOCUMENTO	
Escala: 1:20	
DATA Outubro 2018	N. PLANO 5
AUTOR	
Ignacio Alegre	
	



PROJETO	
Trabalho de formatura	
DOCUMENTO	
DATA Outubro 2018	
N. PLANO 6	
AUTOR	
Ignacio Alegre	

